

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.4.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Седиментологическая модель васюганской свиты и ее влияние на выработку запасов на примере Майского нефтяного месторождения

УДК 552.143-047.58:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г.-М. Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров Владимир Борисович	Д. Г.-М. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов Виталий Павлович	К. Г.-М. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г.-М. Н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.4.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Чернова О. С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна

Тема работы:

Седиментологическая модель васюганской свиты и ее влияние на выработку запасов на примере Майского нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Работа посвящена всестороннему изучению керн для построения седиментологической модели васюганской (наунакской) свиты на юго-востоке Западной Сибири. Васюганская(наунакская) свита изучалась в пределах нефтяного месторождения М. Исходные скважины для работы: скважины М10, М12, М13, М14, М17, М20, М42. Результаты лабораторного изучения керн предоставлены в трех скважинах: М10, М12 и М13. Исходным материалом для исследования стал керн, ласы геофизических исследований, фондовая и опубликованная информация по геологическому строению района исследования.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучить керн и шлифы для выявления минералого-петрографических особенностей, вторичных изменений, состава и распределения битуминозного вещества.</p> <p>Выявить петрофизические зависимости, используя геофизические материалы.</p> <p>Построить геологические модели с целью изучения вопроса выработки запасов в связи с выделяемыми фациями.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорные карты, схемы, графики, таблицы и фотографии.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Белозеров Владимир Борисович</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Меркулов Виталий Павлович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</p>	
<p>1. Введение</p>	
<p>2. Физико-географическая характеристика</p>	
<p>3. Геологическая характеристика</p>	
<p>4. Исходные данные</p>	
<p>5. Общая информация</p>	
<p>6. Обстановка осадконакопления</p>	
<p>7. Петрофизический анализ</p>	
<p>8. Моделирование</p>	
<p>9. Септариевые интервалы</p>	
<p>10. Финансовый менеджмент</p>	
<p>11. Социальная ответственность</p>	
<p>12. Заключение</p>	
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны иностранном языке:</p>	

13. Исходные данные
14. Общая информация
15. Обстановка осадконакопления

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.06.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	к. Г.-м. н.		27.06.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна		27.06.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.4.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	...Расчет бурения скважин
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	...СН-92, СНОР-93
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	...Ставка дисконтирования 10%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	...Расчет стоимости бурения и строительства скважин.
2. Разработка устава научно-технического проекта	...Составление вариантов размещения скважин.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	...Составление сметной стоимости бурения скважин и сравнение вариантов размещения скважин.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	...Расчет вариантов размещения скважин с целью оптимизации затрат.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграммы соотношения затрат по разным статьям
2. Диаграмма чувствительности к основным параметрам

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров Владимир Борисович	Д. Г.-М. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна

Школа	природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.4.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования стали средне-верхнеюрские нефтегазоносные отложения юго-востока Западной Сибири.</p> <p>В работе произведена оценка влияния негативных факторов, возникающих в процессе бурения, эксплуатации и ликвидации скважин на окружающую среду.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Водный Кодекс РФ (№ 74-ФЗ от 03.06.2006 г. с изменениями на 14.07.2008 г.)</p> <p>Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01</p> <p>«Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД 39-0148052-514-86»</p> <p>«Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Выявление наличия и влияния вредных факторов на нефтяном месторождении М:</p> <ul style="list-style-type: none"> -мероприятия по охране атмосферного воздуха (ГОСТ 17.2.1.01-76, ГОСТ 17.2.3.02-78); -мероприятия по охране водных объектов (ГОСТ 17.1.3.05-82, ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.12-86, ГОСТ 17.1.3.13-86); -охрана земель, флоры и фауны (ГОСТ 17.6.1.01-83, ГОСТ 17.5.1.01-83); -проектные решения по уменьшению воздействия нефтепромысловых
--	--

	<p><i>объектов на почвы (ГОСТ 17.4.1.02-83, ГОСТ 17.4.3.04-85);</i></p> <p><i>-воздействие на животный мир;</i></p> <p><i>-обращение с отходами (ГОСТ 21046-86);</i></p> <p><i>-охрана недр (ГОСТ 17.1.312-86);</i></p> <p><i>-охрана недр в процессе бурения (ГОСТ 17.4.3.02-85);</i></p> <p><i>-охрана недр в процессе эксплуатации и ликвидации скважин (СНиП 1.02.01-85, СНиП III-18-75, ГОСТ 2517-82).</i></p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.06.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов Виталий Павлович	К. Г.-М. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна		

Планируемые результаты освоения

Код	Результат обучения
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки.
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
Р4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов.
Р5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
Р6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и

	совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование.
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов.
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов.
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата.
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата.
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 153 с., 101 рис., 9 табл., 45 источников, 1 прил.

Ключевые слова: бат-келловей-оксфорд, наунакская свита, васюганская свита, литофациальная группа, седиментологическая модель, геологические запасы, септарии.

Объектом исследования является васюганская (наунакская) свита, возраст которой поздний бат-келловей-оксфорд, сформировавшаяся в области переходного седиментогенеза на юго-востоке Западной Сибири.

Цель работы – изучение влияния распределения фаций на выработку запасов на примере нефтяного месторождения М при построении седиментологической модели васюганской свиты в пределах юго-востока Западно-Сибирской плиты.

В процессе исследования проводилось изучение керна с использованием биостратиграфического, литолого-петрографического, геохимического, люминесцентно-микроскопического, рентгенофлуоресцентного, рентгеноструктурного методов, а также интерпретация материалов геофизических исследований.

В результате исследования определено влияние фациального подхода на геологические запасы.

Степень внедрения: материалы исследования представлены в многочисленных докладах на всероссийских и международных конференциях, а также публикациях, в том числе, в научной периодике, индексируемой международными базами данных (Scopus). Отмечается высокий уровень проведенной работы, что подтверждено многочисленными дипломами, преимущественно I степени.

Область применения: геология нефти и газа, моделирование.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в уточнении влияния септариевых отложений и комплексного подхода в изучении керна на геологические запасы.

В будущем планируется продолжить работы по комплексному освоению средне-верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты.

Обозначения и сокращения

АК – Акустический каротаж;

БК – Боковой каротаж;

ВНК – Водонефтяной контакт;

ГЗ – Градиент зонд;

ГК – Гамма-каротаж;

Д.Е. – Доли единиц;

ИД – Индекс доходности;

ИК – Индукционный каротаж;

КИН – Коэффициент извлечения нефти;

МГЗ – Микроградиент зонд;

МПЗ – Микропотенциал зонд;

МУН – Методы увеличения нефтеотдачи;

НДС – Налог на добавленную стоимость;

НК – Нейтронный каротаж;

ПС – Каротаж потенциала собственной поляризации;

ЧДД – Чистый дисконтированный доход;

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	1
Обзор литературы	3
1 Физико-географическая характеристика.....	4
2 Геологическая характеристика.....	6
2.1 Стратиграфия	6
2.2 Тектоника	12
2.3 Нефтегазоносность	15
3 Исходные данные	17
4 Общая информация	20
5 Обстановка осадконакопления	21
5.1 Палеогеографический подход	21
5.2 Литолого-петрографический подход.....	22
5.3 Биостратиграфический подход	29
5.4 Гранулометрический подход.....	35
5.5 Электрофациальный подход.....	39
5.6 Секвенс-стратиграфический подход.....	41
5.7 Концептуальная модель	42
6 Петрофизический анализ	45
6.1 Расчет глинистости.....	45
6.2 Расчет пористости	46
6.3 Анализ проницаемости	48
6.4 Расчет водонасыщенности.....	51
6.5 Критические значения петрофизических свойств.....	54
7 Моделирование	56
7.1 Петрофизический подход	60
7.2 Комплексный подход	71
8 Септариевые горизонты.....	84
9 Финансовый менеджмент	87
9.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки месторождения М	90
9.2 Анализ чувствительности основных экономических параметров рекомендуемых вариантов.....	95
10 Социальная ответственность	100
10.1 Буровые работы	103
10.2 Водная среда	104
10.3 Обращение с отходами бурения.....	105
10.4 Охрана недр в процессе эксплуатации скважин.....	106
10.5 Охрана недр при консервации и ликвидации скважин.....	109
10.6 Консервация скважин.....	109
10.7 Ликвидация скважин	110
Заключение.....	111
Список используемых источников литературы	112
Приложение 1.....	115

Введение

Целью данной работы является изучение влияния распределения фаций на выработку запасов на примере нефтяного месторождения М при построении седиментологической модели васюганской свиты в пределах юго-востока Западно-Сибирской плиты. При построении седиментологической модели применяется всесторонний комплексный подход при изучении отложений включающий в себя палеогеографический, литолого-фациальный, секвенс-стратиграфический, электрофациальный, гранулометрический методы, а также интерпретацию геофизических и сейсмических данных.

Основными задачами являлось:

1. Всестороннее изучение керна;
2. Петрофизическая интерпретация;
3. Подсчет запасов.

Актуальность работы обусловлена тем, что корректно построенная модель с верно распределенными фациями и петрофизическими зависимостями наиболее точно отражает геологические запасы и позволяет успешно планировать и проводить бурение скважин. Основной проблемой выделения нефтегазоперспективных объектов в юго-восточной части Западной Сибири является сложный характер распределения коллекторов.

Основным объектом изучения являются средне-верхнеюрские отложения юго-восточной части Западной Сибири в пределах Нюрольской впадины, а именно бат-келловей-оксфордские отложения васюганской (наунакской) свиты. Объект изучения является сложным для расчленения и корреляции в связи с переходной обстановкой седиментации и в связи с этим линзовидной формой тел. Более того, особенность литологических тел так же обусловлена влиянием седиментационных и постседиментационных процессов на коллекторские свойства пород. До сих пор остается неразрешенным вопрос о территориальном соотношении васюганской свиты и ее аналога континентальной наунакской свиты.

Предметом исследования является выработка запасов в зависимости от распределения фаций в принятой седиментологической модели.

Основные защищаемые положения:

1. Детальная седиментологическая модель построенная для пласта Ю₁³⁻⁴ нефтяного месторождения М позволила уточнить обстановку осадконакопления, петрофизические параметры и количество геологических запасов.
2. Выделенные септариевые горизонты являются проницаемыми для флюида и должны учитываться при подсчете геологических запасов.

Научная новизна заключается во всестороннем изучении отложений, которая позволила наиболее успешно выделить продуктивные толщи по сравнению с традиционным подходом. О значимости септариев в изучаемых отложениях никто из исследователей ранее не упоминал. В работе рассмотрена значимость септариев при подсчете геологических запасов.

Результаты выпускной квалификационной работы имеют практическую значимость при моделировании фаций и распределении петрофизических зависимостей в пределах выделенных фаций. Изученная флора, являющаяся руководящими формами, может быть успешно применена в биостратиграфии для расчленения толщ, а также установления относительного возраста отложений. В выпускной квалификационной работе подробно описан литолого-петрофизический подход, который может быть успешно применен на похожих месторождениях для выявления особенностей отложений на микроуровне и их дальнейшее влияние и распространение на более крупные уровни в процессе геологического моделирования, а также при дальнейшей разработке месторождения.

Обзор литературы

В последнее время с развитием моделирования все больше исследователей проводят детальный анализ исходных данных для того, чтобы сократить ряд неопределенностей, связанных с построением модели для дальнейшего подсчета геологических запасов. Подход, включающий в себя взаимосвязь между сейсмическими данными, геофизическими, затем распределение петрофизических свойств в пределах выделенных фаций, оказывается наиболее эффективным при прогнозе запасов.

По мнению Д. Мариона, Е. Инсалако и П. Роуботана увязка 3Д сейсмических данных с седиментологической концепцией значительно улучшает модель резервуара и помогает сократить неопределенности при распределении петрофизических свойств в межскважинном пространстве [1].

Д. Сигха Рэй, А. Аль-Хамеес полагают, что в вертикально и латерально гетерогенных резервуарах, подверженных диагенетическим преобразованиям, особенно важно построение седиментологической модели для понимания распределения углеводородов в пределах резервуара в зависимости от особенностей распространения петрофизических свойств и зависимостей, а также эффективности при разработке и добыче нефти и газа [2].

Г. Эскадон, М. Морено и Ф. Какартегуи утверждают, что установление геометрии и протяженности перспективного геологического тела, физических свойств и единиц потока исходя из седиментологической модели, помогают определить наиболее подходящий с экономической точки зрения план разработки объекта [3].

Б. Долгез, Ю. Хамон и М. Барбиер полагают, что распределение фаций и влияние диагенетических процессов необходимо как таковое, для того, чтобы задавать тренды, выбирать необходимые методы при моделировании резервуара [4].

М. Туккер также считала, что первостепенное значение имеют условия седиментации при формировании коллекторских свойств резервуара [5].

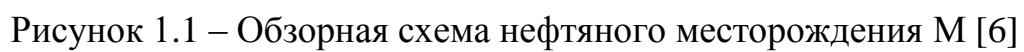
1 Физико-географическая характеристика

Нефтяное месторождение М в географическом плане располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби (Рисунок 1.1.). Территория района месторождения представляет собой слаборасчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от 120 до 135 м. Заболоченность местности составляет 50-60% территории. Основной водной артерией в районе проектируемых работ является река Васюган, протекающая в непосредственной близости от площади работ в 2-3 км. Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет +3°С.

Многолетнемерзлых пород по данным бурения не установлено. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе.

В административном отношении нефтяное месторождение М находится в южной части Каргасокского района Томской области. Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет.

Месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-с. Парабель» [6].



2 Геологическая характеристика

2.1 Стратиграфия

Разрез нефтяного месторождения М представлен отложениями фундамента палеозойского возраста и мезо-кайнозойского чехла (Рисунок 2.1.1.) [5].

Палеозойская эратема (PZ)

Палеозойский фундамент представлен переслаиванием карбонатных и глинисто-сланцевых пород возрастом от позднего девона до раннего карбона [6].

Мезозойская эратема (MZ)

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем [8].

Юрская система (J)

Юрская система представлена тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свитами (Рисунок 2) [9, 10, 11].

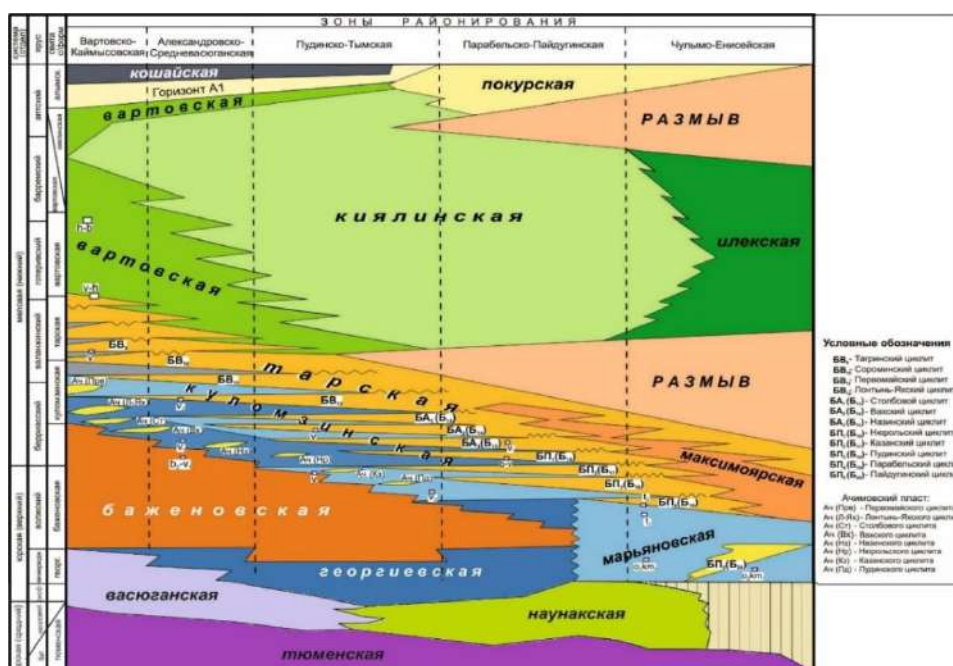


Рисунок 2.1.1 – Схематический разрез взаимоотношения свит мезозойского осадочного чехла в разрезе Западной Сибири [9]

Нижний и средний отдел (J_{1-2})

Тюменская свита (J_{1-2tm}) – тоарский, ааленский и батский ярусы

Тюменская свита представлена литологически неоднородной песчано-алевролитово-аргиллитовой толщей с прослоями углей и углистых аргиллитов, сформированные в континентальном режиме осадконакопления, в результате чего, свита литологически невыдержана, характеризуется непостоянством толщин песчаных тел, что затрудняет их корреляцию по площади. Мощность отложений тюменской свиты изменяется от 306 до 330 м [9].

Верхний отдел (J_{2-3})

Васюганская свита (J_3vs) – келловейский и оксфордский ярусы

Васюганская свита делится на преимущественно глинистую нижневасюганскую и песчано-глинистую верхневасюганскую подсвиты.

Верхневасюганская подсвита выделяется в горизонт Ю1, в пределах которого, учитывая регрессивно-трансгрессивный характер формирования, в его составе выделяются три толщи: подугольную (регрессивную), межугольную (регрессивно-трансгрессивную) и надугольную (трансгрессивную).

Подугольная толща, сформированная в регрессивный этап келловей-оксфордского морского бассейна, включает песчаные пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, объединенные на месторождении в единый резервуар, с которым связан промышленно нефтегазоносный объект на месторождении.

Межугольная толща характеризует переходный этап развития осадочного бассейна и представлен угольным пластом Ю₁.

Надугольная толща, характеризующая начальный этап трансгрессии, представлена незначительным по толщине песчаным пластом Ю₁².

Мощность свиты изменяется от 58 до 65 м.

Георгиевская свита (J_3gr) – киммериджский ярус

Отложения георгиевской свиты согласно перекрываются волжскими аргиллитами баженовской свиты. Глубоководные отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами, окремнёнными, с прослоями известковистых пород. Мощность свиты 2-7 м [10].

Баженовская свита (J_3bg) – волжский ярус

Баженовская свита представлена глубоководно-морскими аргиллитами чёрного с буроватым оттенком цвета, битуминозными, плитчатыми, иногда карбонизированными, с включениями пирита и обломками раковин белемнитов, брахиопод, пелеципод плохой сохранности. Общая мощность свиты в пределах месторождения составляет 21-27 м.

Меловая эратема (K)

Отложения меловой системы в составе платформенного чехла имеют наибольшую мощность от 2166 до 2178 м.

Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. В пределах меловых отложений выделяют девять свит: куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская [10].

Нижний отдел (K_1)

Куломзинская свита (K_1klm) – берриаский-нижне-валанжинский ярусы

Куломзинская свита согласно перекрывает верхнеюрские отложения. Свита сложена преимущественно аргиллитами. В верхней части свиты отмечается опесчанивание разреза. Мощность свиты составляет от 296 до 301 м.

Тарская свита (K_1tr) – верхневаланжинский ярус

Тарская свита представлена серией песчаных пластов с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность свиты составляет от 83 до 88 м.

Киялинская свита (K_1kls) – готеривский, барремский ярусы

Киялинская свита представлена неравномерно переслаивающейся толщей глин, алевролитов и песчаников. Песчаные пласты относятся к группам Б и А. Их толщины не выдержаны по площади и изменяются в широких пределах. Мощность свиты составляет от 533 до 566 м.

Алымская свита (K_{1al}) – нижнеаптский ярус

Отложения киялинской свиты согласно перекрываются морскими отложениями алымской свиты, представленными в нижней части песчаным пластом A_1 , в верхней – аргиллитоподобными глинами кошайской пачки.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, различной крепости. Глины темно-серые, плотные, с остатками фораминифер, иногда плитчатые, участками алевроитистые с горизонтальной и косой слоистостью. Мощность свиты от 46 до 64 м.

Нижний-верхний отдел (K_{1-2})

Покурская свита ($K_{1-2} pk$) – верхний аптский, альбский, сеноманский ярусы

Покурская свита сложена переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками. Песчаные пласты относятся к группе ПК ($ПК_1$ - $ПК_{20}$). Общая мощность покурской свиты составляет 945 м.

Верхний отдел (K_2)

Кузнецовская свита ($K_2 kz$) – туронский ярус

Кузнецовская свита сформировалась в условиях морского бассейна и сложена глинами с остатками морской фауны и включениями пирита. Мощность свиты составляет 25 м.

Ипатовская свита ($K_2 ip$) – коньякский, сантонский, кампанский ярусы

Ипатовская свита представлена песчано-алевролитовой толщей с прослоями глин. В переслаивающейся толще встречаются глауконитовые песчаники и включения пирита. Мощность свиты составляет 91 м.

Славгородская свита ($K_2 sl$) – верхнетуронский, кампанский ярусы

Славгородская свита сложена глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность свиты составляет 49 м.

Ганькинская свита ($K_2 gn$) – маастрихский ярус

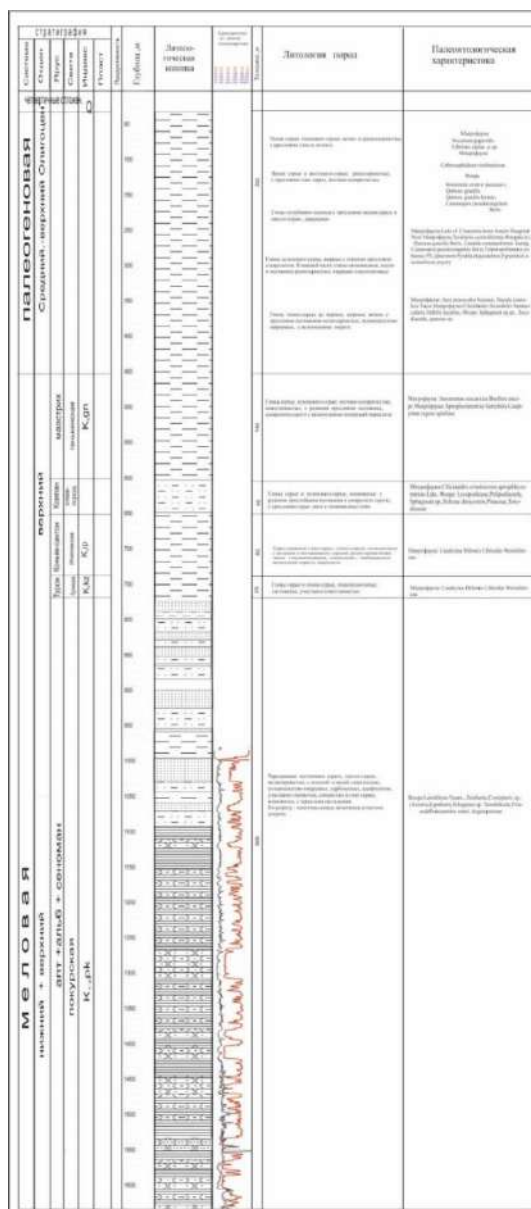
Ганькинская свита венчает разрез меловой системы. Свита сложена глинистыми породами с тонкими прослоями песков и алевроитов. Мощность свиты составляет 146 м. [12]

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеогеновые отложения представлены морскими, преимущественно глинистыми, отложениями талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен-нижний олигоцен) свит и континентальными отложениями некрасовской серии (средний и верхний олигоцен). Мощность системы составляет 290 м.

Четвертичные отложения представлены толщей переслаивающихся супесей, суглинков, песков и глин, перекрытых почвенно-растительным слоем. Мощность отложений составляет от 20 до 30 м.

На Рисунке 2.1.2. приведен общий стратиграфический разрез для изучаемой территории [13].



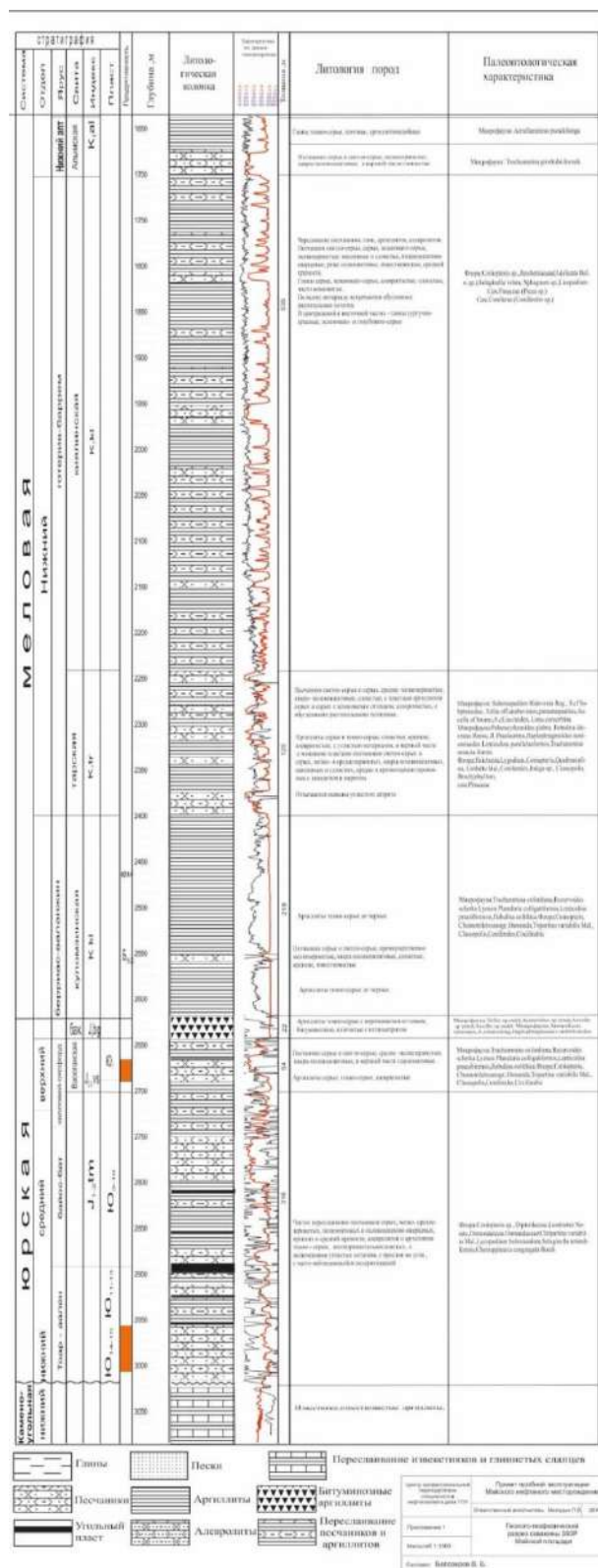


Рисунок 2.1.2 – Общий стратиграфический разрез [13]

2.2 Тектоника

Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение. Часть структур была сформирована в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза [14].

Лицензионный участок нефтяного месторождения М располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста консолидации. В плане Центральная Западно-Сибирская складчатая система образует ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделённых межгорными прогибами и внутренними впадинами. Девонско-каменноугольный комплекс, выполнявший первоначально прогнутые зоны, представлен терригенными и карбонатно-терригенными породами. В завершающую стадию герцинского тектогенеза гранитизация терригенных толщ привела к их инверсии и формированию антиклинорных зон. В начале триасового периода в процессе рифтогенеза были сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

Триасовые грабен-рифты являются частью Арктико-Северо-Атлантической рифтовой мегасистемы раннего мезозоя [14]. Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт является крупнейшей стержневой рифтовой зоной в домезозойском основании Западно-Сибирской геосинеклизы.

Помимо крупных структур в фундаменте Центрально-Западносибирской складчатой системы выделяют ряд срединных массивов, наиболее крупным из которых является Межовский массив, состоящий из основания байкальского возраста консолидации и терригенных формаций нижнего-среднего палеозоя. Массив осложнен системой разломов с разными амплитудными вертикальными смещениями, разделяющих Межовский массив на ряд блоков.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего остаточного импульса тектонических движений, платформенные структуры развивались унаследовано структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых или палеогеновых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями. [14].

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» (ред. В.С. Сурков, 1981) лицензионный участок расположен в пределах Нюрольского опущенного блока Межовского срединного массива, в западной части которого проходит Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт (Рисунок 2.2.1.; Рисунок 2.2.2.). В изучаемом районе области байкальской складчатости переработаны герцинским тектогенезом. Данные области представляют собой расщелины, заполненные базитами, в то время как верхняя часть разреза сложена вулканогенно-осадочными и осадочными породами.

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» район лицензионного участка приурочен к Нюрольской впадине, осложненной структурами II порядка. Северо-западная часть нефтяного месторождения М охватывает Кулан-Игольскую котловину, восточная – Тамратскую котловину, юго-восточная часть – северо-западную периклиналь Лавровского наклонного вала.

Дизъюнктивные нарушения оказали значительное влияние не только на тектонический облик изучаемой территории, но и на формировании залежей углеводородов. На территории Западно-Сибирской плиты можно выделить в региональном плане две основные системы нарушений: северо-западного и северо-восточного простирания. Данные системы нарушений так же обнаружены в пределах нефтяного месторождения М. Более того, множество мелких разно-ориентированных нарушений распространяются в чехол. Эти

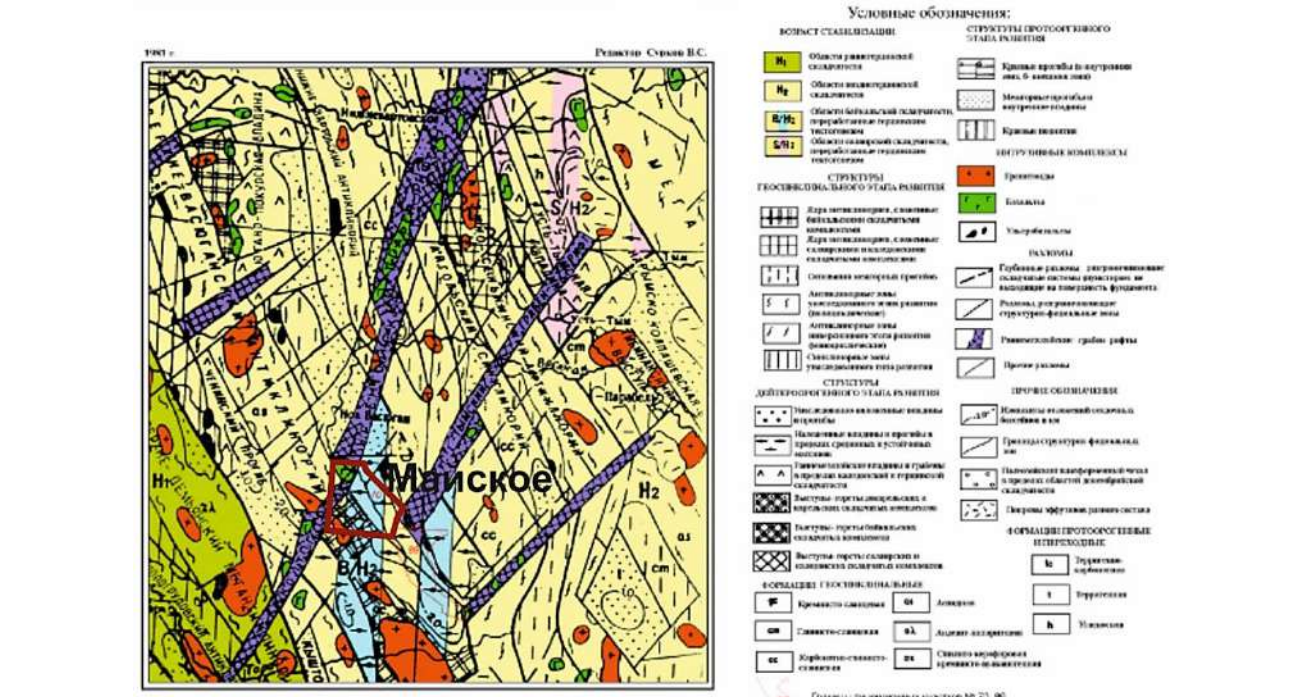


Рисунок 2.2.1 – Выкопировка из тектонической карты фундамента
Западно-Сибирской плиты (Томская область) [6]

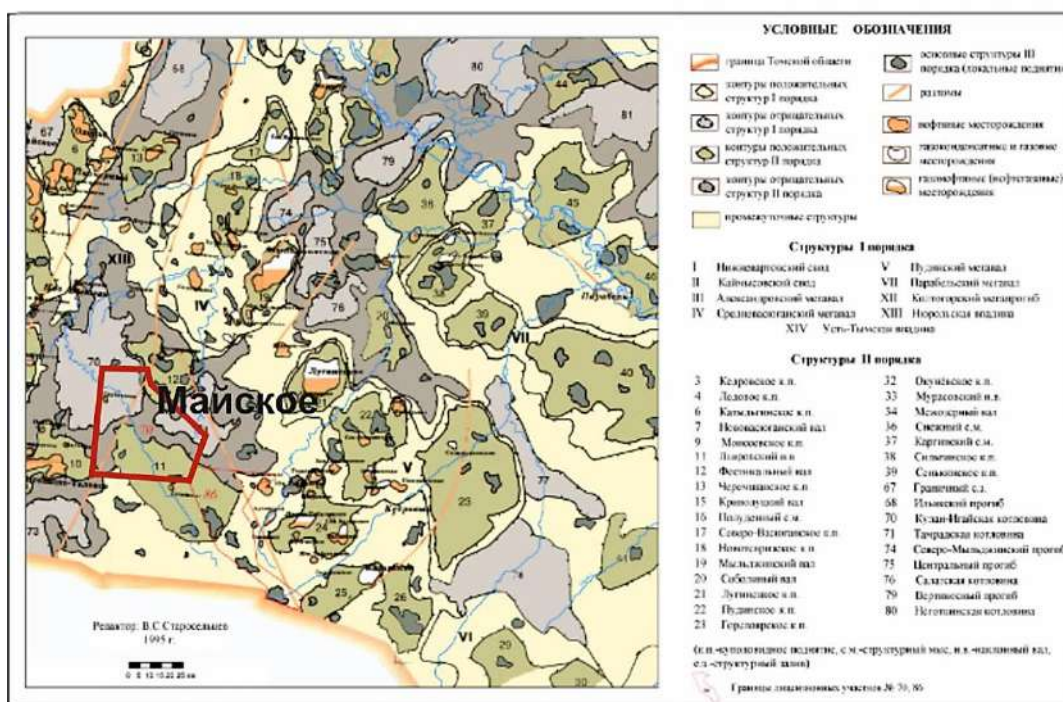


Рисунок 2.2.2 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области [6]

2.3 Нефтегазоносность

Нефтяное месторождение М входит в Васюганскую нефтегазоносную область. Промышленная нефтеносность месторождения заключается в пласте Ю₁³⁻⁴ (келловей-оксфорд) васюганской свиты [15].

Пласты нефтяной залежи формировались в период келловей-оксфордской регрессии морского бассейна Западной Сибири. При этом большой объем сносимого терригенного материала и малые углы наклона поверхности седиментации способствовали формированию площадных выдержанных песчаных тел. В пределах нефтяного месторождения М пласт представлен толщей песчаников с прослоями глин толщиной 1-2 м.

Пласт Ю₁³⁻⁴ вскрыт всеми скважинами на абсолютных отметках 2527,6-2545,3 м. Средняя мощность пласта составляет 25 м, при этом эффективная мощность равна 22,1 м. Пласт сложен мелкозернистыми песчаниками средне- и крепко сцементированными, участками сильно известковистыми, с горизонтальной и косой слоистостью и с намывами углисто-слюдистого материала.

Испытание пласта проводилось в скважинах 10, 12 и 14. В скважине 10 пласт испытан в интервале 2675-2693 м (абсолютная отметка -2547,3--2565,3 м). Перфорацией вскрыта нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта. В результате испытания дебит нефти составил 1,4 м³/сутки, а дебит пластовой воды 10,8 м³/сутки на среднем динамическом уровне 727 м [11].

В скважине 12 испытана только верхняя часть пласта Ю₁³⁻⁴. Из интервалов перфорации 2665,5-2666,1 м, 2667,9-2670,3 м, 2671,3-2673,1 м (абсолютная отметка -2544,5 м) получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сутки при депрессии 156,8 атм.

Нефть легкая (плотность 843,3 кг/м³), парафинистая (содержание парафинов 7,73%), малосернистая (0,3%).

В скважине 13 испытание проводилось только в открытом стволе в интервале 2655,7-2665 м (абсолютная отметка 2525,3-2534,6 м). Получен приток разгазированной нефти дебитом 72 м³/сутки.

Скважина 14 вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴ в интервале 2794-3099 м (абсолютная отметка -2574,3--2879,3). В результате испытания дебит безводной нефти составил 77,6 и 197,5-203,9 м³/сутки.

В следствии того, что бурением не вскрыт ВНК, то положение его принято в соответствии с утвержденным в подсчете запасов условным уровнем на отметке -2552,0 м (подошва нефтенасыщенной части скважины М10) по дополнительной изогипсе -2552 м на структурной карте, построенной по первому проницаемому пропластку пласта Ю₁³⁻⁴.

Открытая промышленная залежь нефти по типу ловушки является пластовой сводовой. Размер залежи – 12,7 км² амплитуда – 24,8 м (Рисунок 2.3.1.) [16].

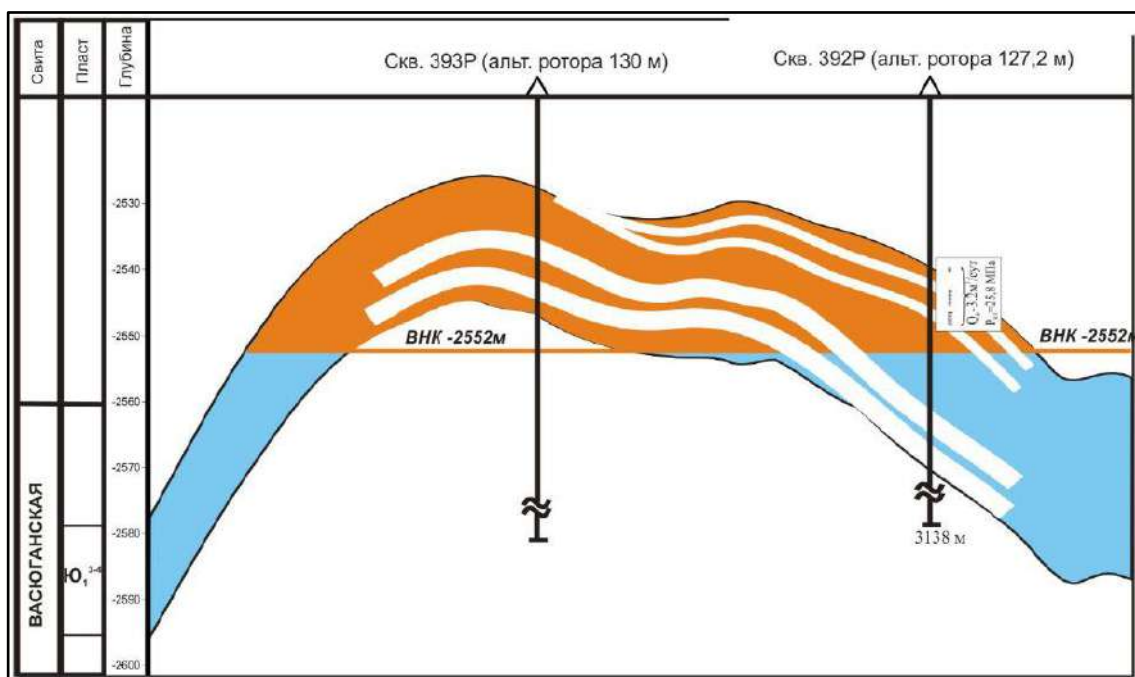


Рисунок 2.3.1 – Схематический геологический разрез пласта Ю₁³⁻⁴ по линии I – I месторождения М [6]

3 Исходные данные

Целевым интервалом являются нефтеносные бат-келловей-оксфордские отложения васюганской свиты ($Ю_1^{3-4}$) в пределах нефтяного месторождения М в пределах Нюрольской впадины (Рисунок 3.1.). Основным материалом исследования были керновые данные, геофизические данные, данные испытания на трубах и сейсмические данные. Скважины М10, М12, М13, М17, М20, М42 являются вертикальными, а М14 – горизонтальная скважина.

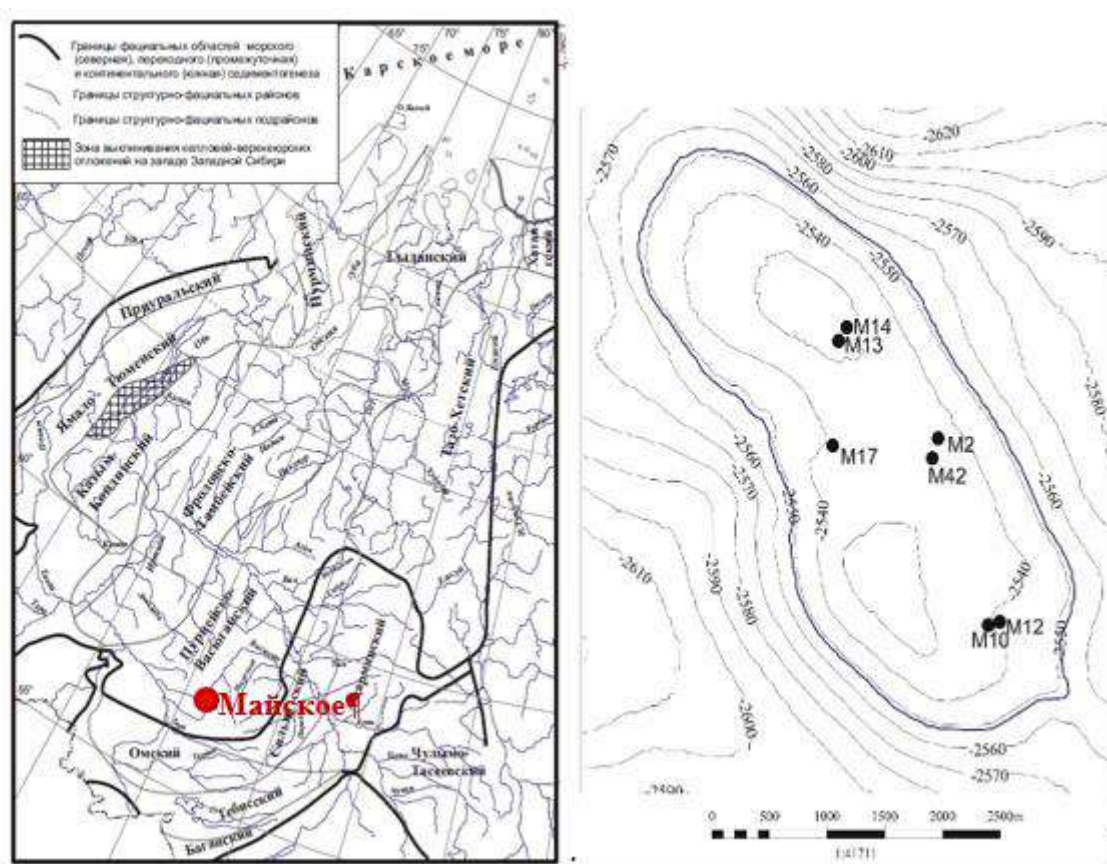


Рисунок 3.1 – Схема структурно-фациального районирования средней и верхней юры Западной Сибири и структурная карта месторождения [17]

Керновые данные были в скважинах М10, М12, М13. Эти скважины являются опорными для выявления петрофизических зависимостей и

дальнейшего распределения зависимостей в скважинах, в которых нет лабораторного исследования керна. Таким образом, в работе представлены седиментологические колонки для скважин М12 и М13. Более того, палеоботанические остатки и ихнофагии были идентифицированы в скважинах М13, М72, М73.

Геофизические данные были предоставлены в скважинах М10, М12, М13, М14, М17, М20, М42. Сейсмические данные представлены в виде поверхностей для баженовской и васюганской свит. Кроме того, испытание на трубах было выполнено в М10, М12, М13, М14 скважинах (Рисунок 3.2.).

С целью седиментологической реконструкции применялись палеогеографический, биостратиграфический, электрофациальный, гранулометрический, литолого-петрографический, геохимический, секвенс-стратиграфический подходы, а также флуоресцентная микроскопия. Комплексный подход к изучению исходных данных позволит с высокой степенью вероятности прогнозировать геологические запасы.

Применение секвенс-стратиграфического подхода обусловлено тем, что васюганская (наунакская) свита была сформирована в переходных условиях осадконакопления.

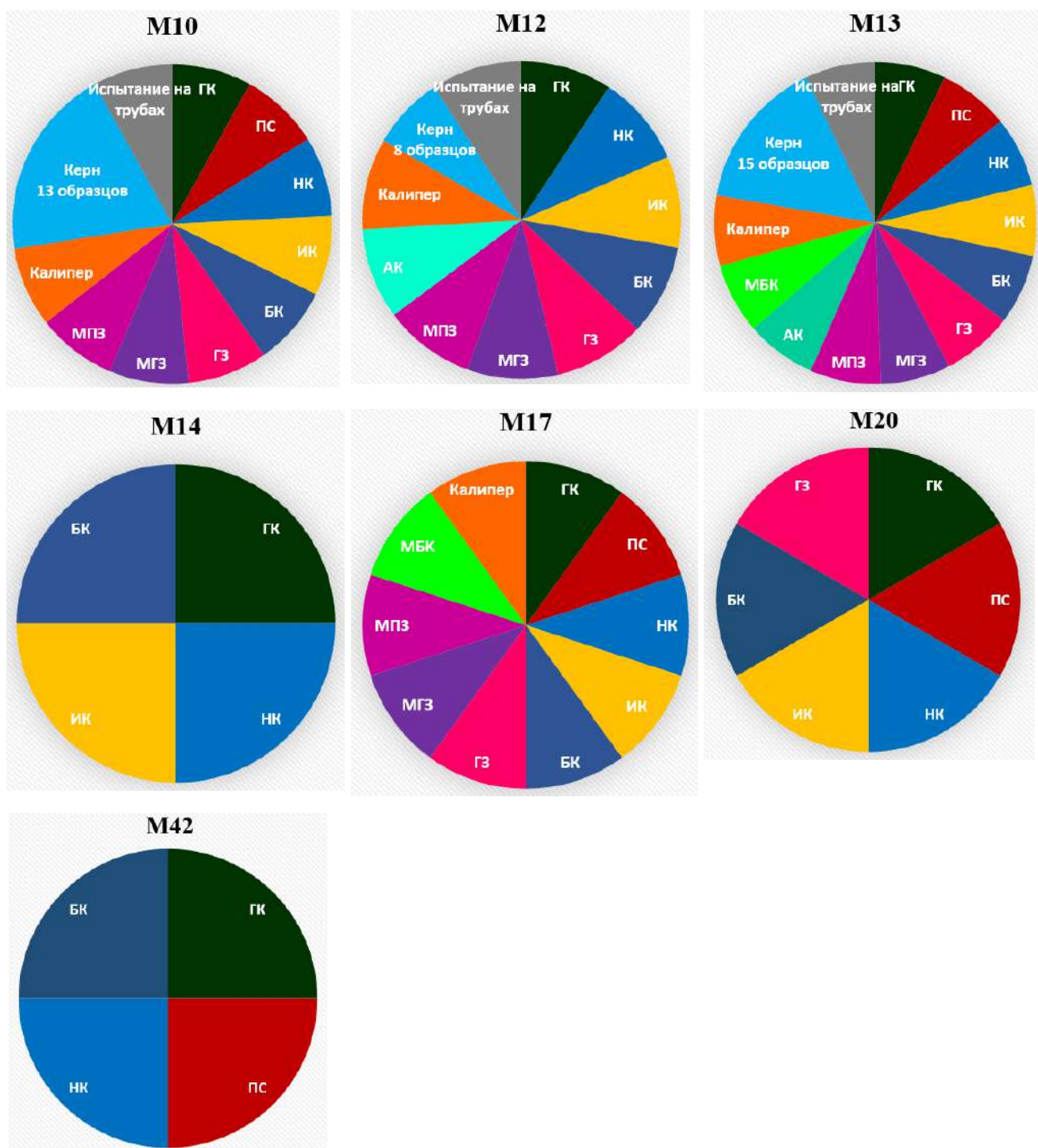


Рисунок 3.2 – Исходные геофизические данные в скважинах месторождения М

4 Общая информация

Васюганская (наунакская) свита является неоднородной как по вертикали, так и по латерали из-за частых ингрессий моря в процессе осадконакопления, что обусловило изменчивость пород по разрезу, а также диагенетических преобразований. Эти неоднородности следует учитывать в процессе разработки месторождения. Литологические и фациальные изменения в разрезе опорных скважин обусловлены колебаниями уровня моря близко расположенного моря. Таким образом, понимание распределения фаций, а также петрофизических свойств в пределах выделенных фаций позволит успешно выделять перспективные резервуары углеводородов и повышает эффективность разработки месторождения. Наиболее полное геологическое описание необходимо для построения наиболее вероятной седиментологической модели для оценки влияния распределения фаций на геологические запасы.

5 Обстановка осадконакопления

Для построения седиментологической модели обстановка осадконакопления была установлена при помощи следующих методов: палеогеографический, литолого-петрографический, биостратиграфический, гранулометрический, электрофациальный и секвенс-стратиграфический.

5.1 Палеогеографический подход

Перспективный на обнаружение углеводородов пласт $Ю_1^{3-4}$ был сформирован в келловей-оксфордское время в период регрессии моря в пределах Западной Сибири. Большие объемы поступающего обломочного материала и сравнительно небольшой уклон морского дна позволили сформировать продолжительные и мощные полосы прибрежно-морских песчаников (Рисунок 5.1.) [15].

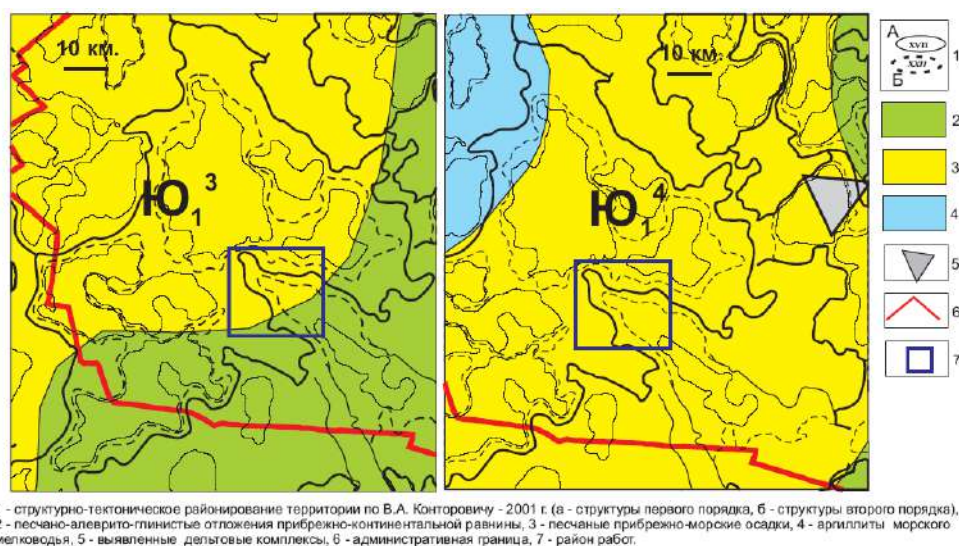


Рисунок 5.1 – Палеогеографическая карта для пласта $Ю_1^{3-4}$ [15]

Из рисунка может быть видно, что песчаники целевого интервала были сформированы в мелководно-морских условиях, в то время как глины, перекрывающие песчаники образовались в морском мелководье.

5.2 Литолого-петрографический подход

Основываясь на результатах комплексного анализа выделены три основные литофациальные группы: группа алевроаргиллитов (Рисунок 5.2.1.), алевролитов (Рисунок 5.2.2.) и песчаников (Рисунок 5.2.3.; Рисунок 5.2.4.; Рисунок 5.2.5.; Рисунок 5.2.6.; Рисунок 5.2.7.; Рисунок 5.2.8.).

Группа алевроаргиллитов

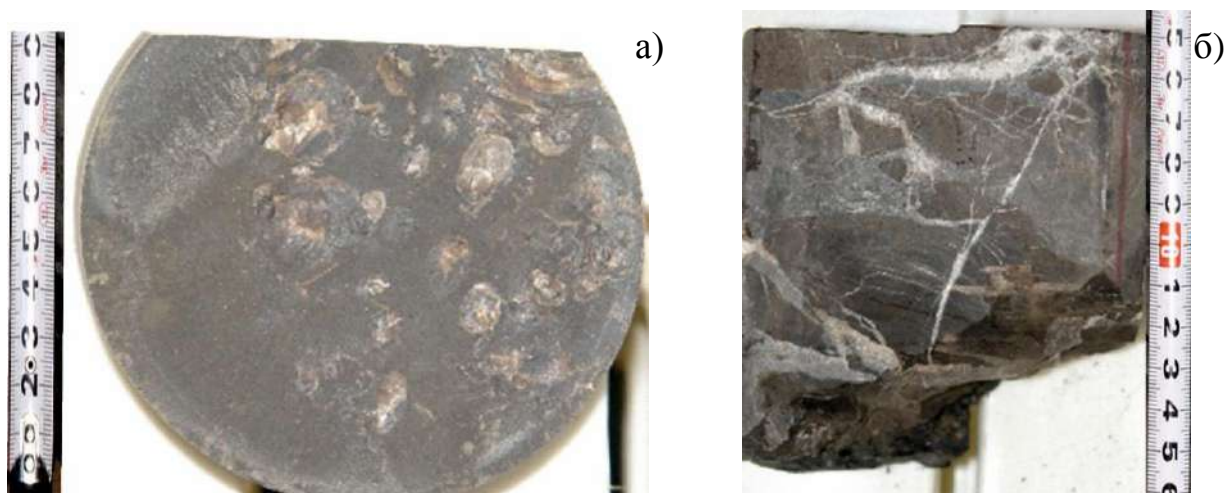


Рисунок 5.2.1 – Отпечатки раковин (а) и трещины, выполненные карбонатами (б) группы алевроаргиллитов

Из рисунка видно, что группа алевроаргиллита была сформирована в морских условиях осадконакопления с низкой волновой энергией. Более того,

наблюдаемые трещины, выполненные карбонатами, свидетельствуют о диагенетических преобразованиях [18, 19, 20].

Группа алевролитов

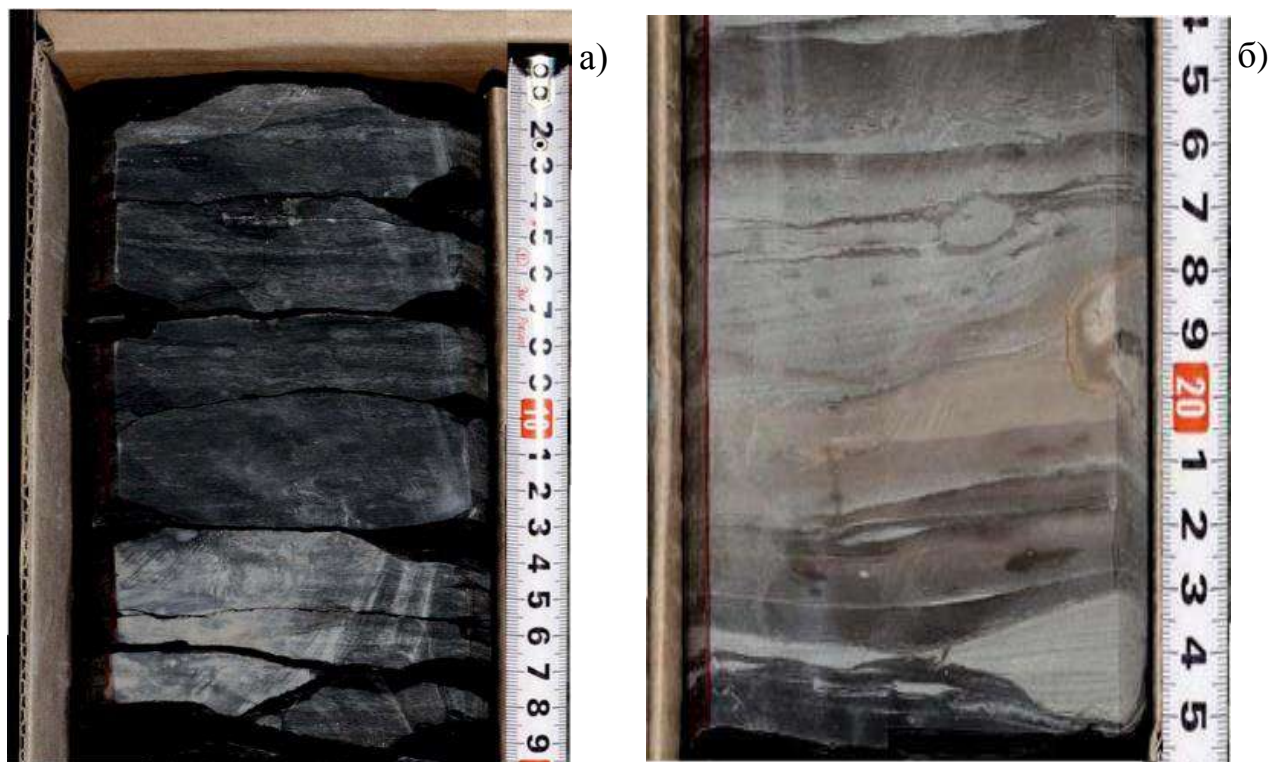


Рисунок 5.2.3 – Горизонтальная слоистость (а) и линзовидная текстура (б) группы алевролитов

Основными текстурами группы алевролитов являются преимущественно горизонтальная, подчеркнутая намывами углистого материала, а также линзовидная [18, 19, 20].

Группа песчаников



а)

б)



Рисунок 5.2.4 – Косая (а) и линзовидная (б) текстуры группы песчаников



а)

б)



Рисунок 5.2.5 – Оползневая (а) и горизонтальная (б) текстуры



Рисунок 5.2.6 – Резкие контакты (а, б) и косая слоистость (б)

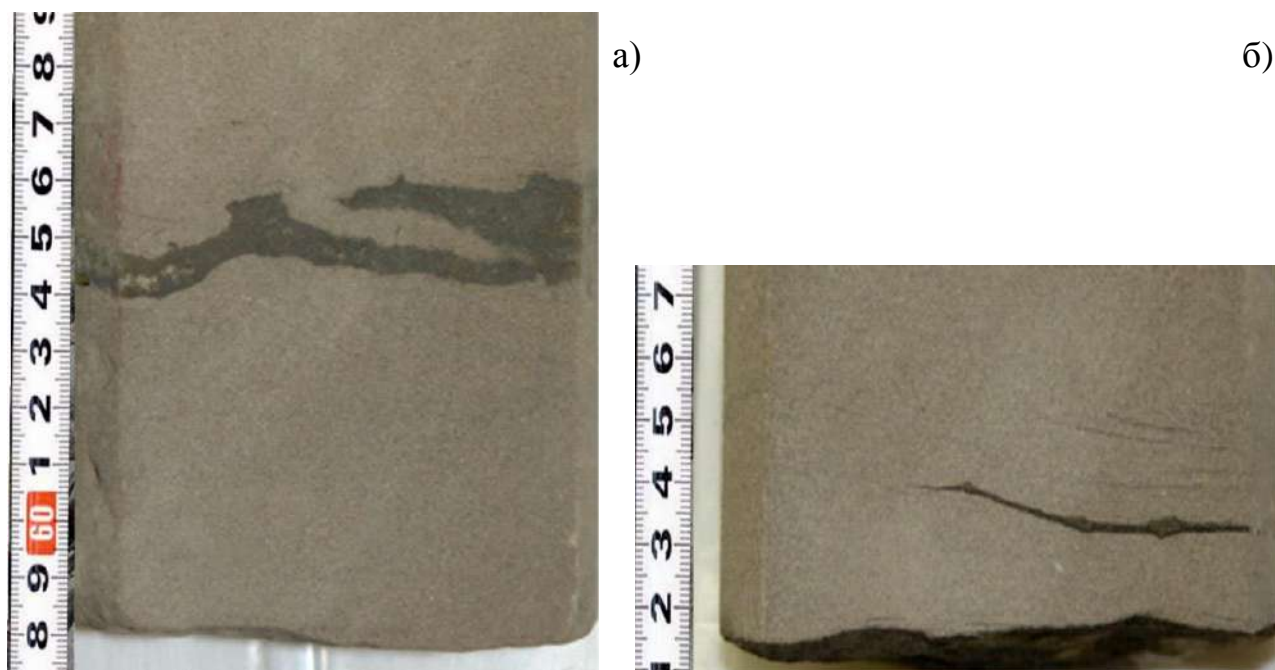


Рисунок 5.2.7 – Массивная текстура с намывами глинистого вещества

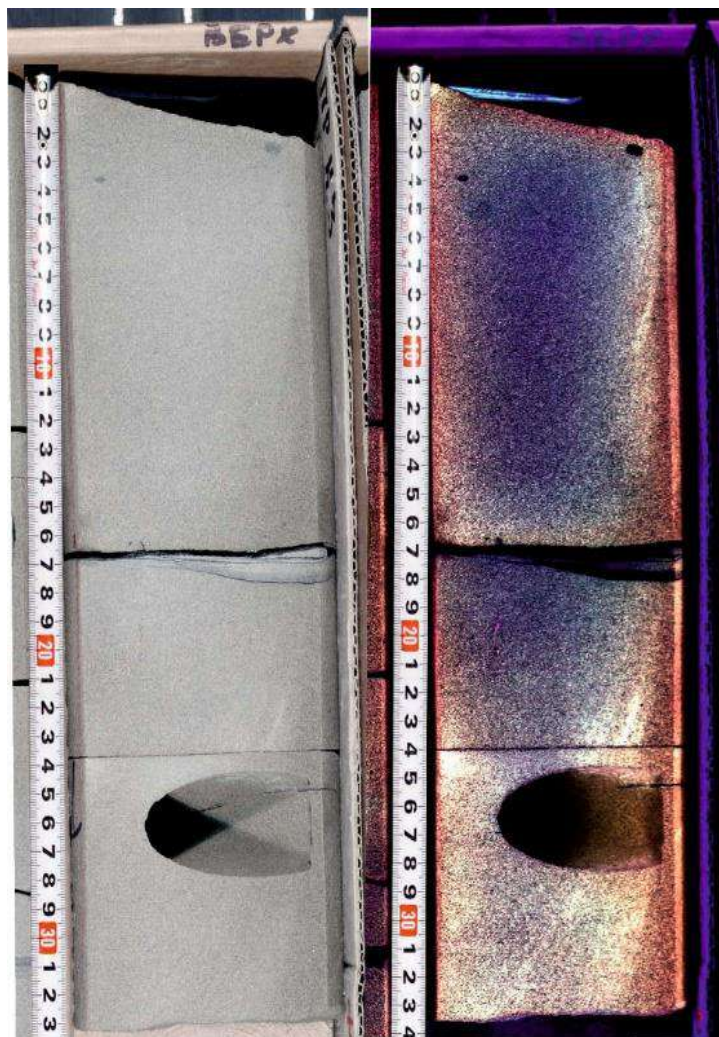


Рисунок 5.2.8 – Нефтенасыщенный массивный песчаник

Основываясь на керновом материале построены седиментологические колонки для скважин М12 и М13 (Рисунок 5.2.9.; Рисунок 5.2.10.).

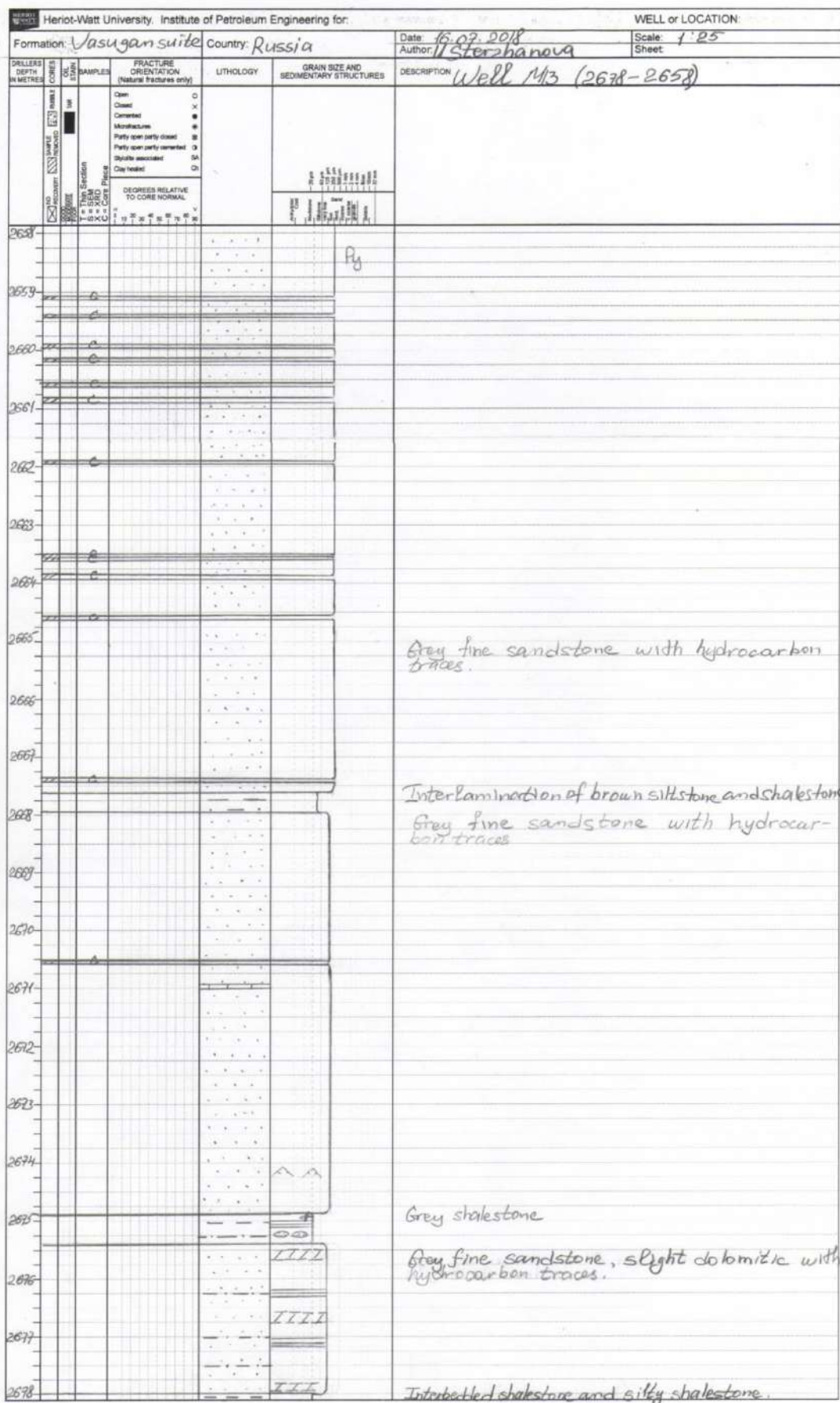


Рисунок 5.2.10 – Седиментологическая колонка (скважина М13)

5.3 Биостратиграфический подход

Относительный возраст отложений определен по остаткам растений и ихнофоссилиям.

Растения рода *Phoenicopsis* и *Czekanowskia*, принадлежащие к одному и тому же порядку *Czekanowskiales*, имеют решающее значение для юрских отложений, поскольку большинство видов этого рода проживало не более 1-2 геологических столетия из-за относительно быстрого эволюционного развития. Материалом для исследований послужил керн М13 скважины. Однако макроскопическая идентификация и систематизация представителей этого рода сильно осложняется сходством морфологических особенностей листьев. Поэтому в большинстве случаев наиболее эффективным является изучение эпидермальной структуры листьев. Этот метод включает детальное исследование ранее обработанной фитолимы под микроскопом, что позволяет рассмотреть структуру листа на клеточном уровне и систематизировать образец с точностью до видов. Согласно структуре рода *Phoenicopsis* очень близок к *Czekanowskia*, особенно характер прикрепления листьев. Все листья *Phoenicopsis* собраны в связку, прикрепленную к укороченной ветке, но ее представители - простые и довольно широкие листья. Род *Czekanowskia* имеет дихотомически узкие участки листьев [21].

На клеточном уровне основным отличием является количество эпидермиса. Таким образом, у рода *Phoenicopsis* есть только два эпидермиса (верхний и нижний), в то время как у рода *Czekanowskia* есть не только те же самые два эпидермиса, но и два боковых эпидермиса, поэтому в поперечном сечении листья имеют четырехугольную форму.

Phoenicopsis и *Czekanowskia*, описанные ранее, определяют возраст целевого интервала как бат-келловей-оксфорд [21].

В результате остатки растений позволили обеспечить стратиграфическую привязку и корреляцию из-за узкого стратиграфического диапазона (Рисунок 5.3.1.; Рисунок 5.3.2.; Рисунок 5.3.4.; Рисунок 5.3.5.).

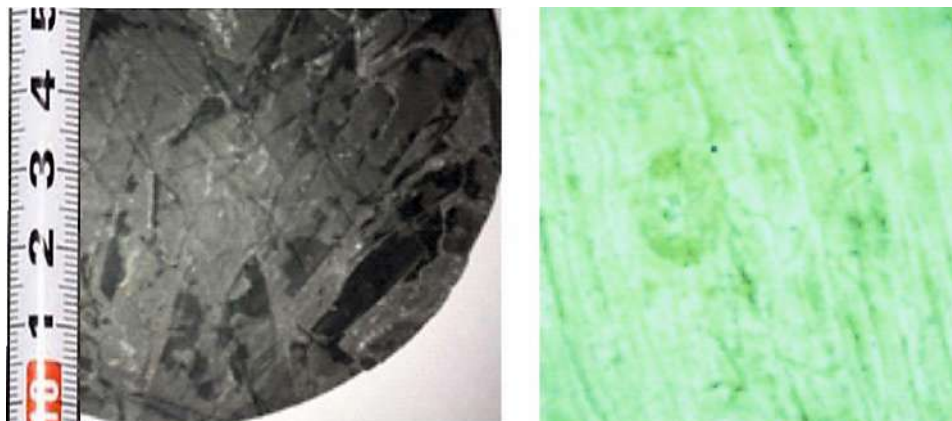


Рисунок 5.3.1 – *Phoenicopsis varia*. Увеличение 300х

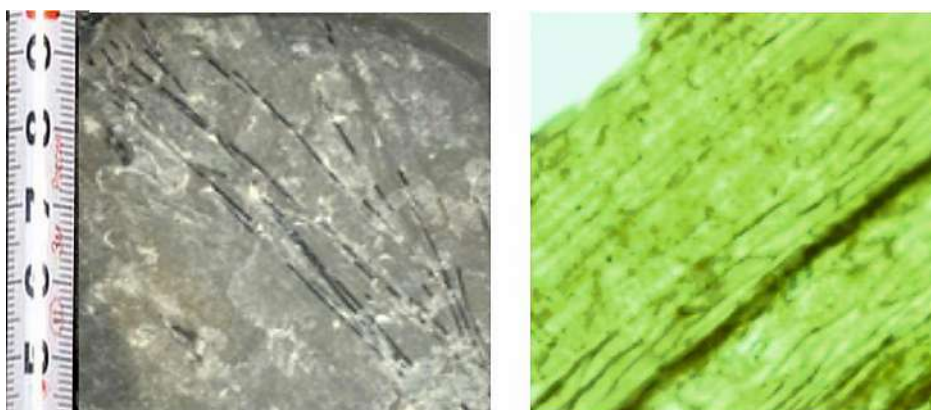


Рисунок 5.3.2 – *Czekanowskia obiensis*. Увеличение 360х

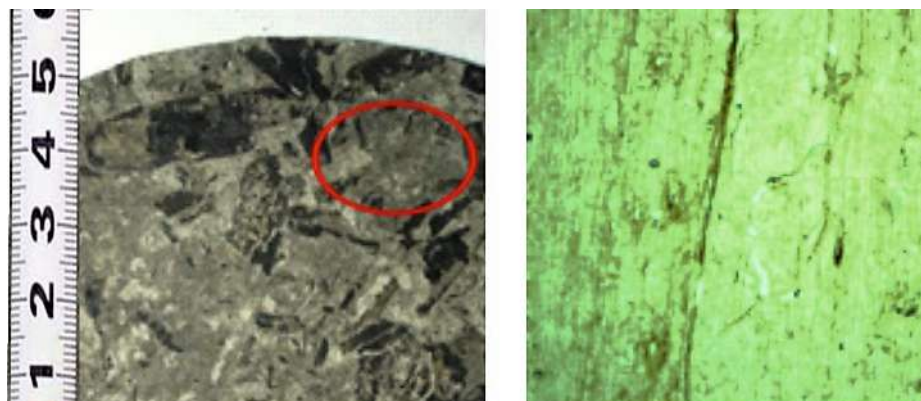


Рисунок 5.3.3 – *Phoenicopsis gurarii*. Увеличение 160х

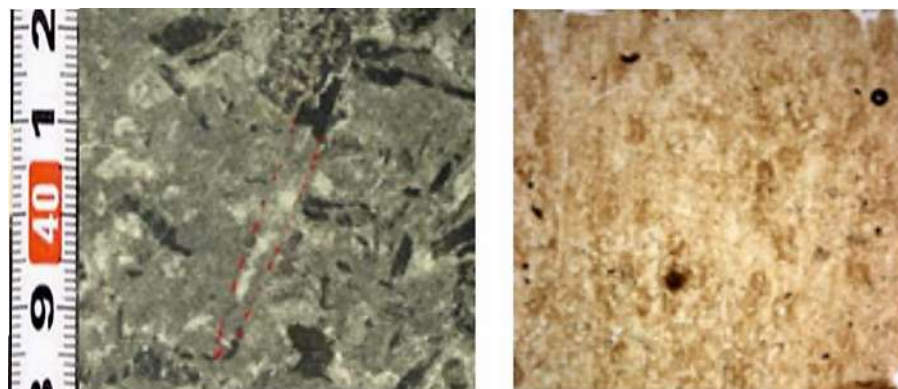


Рисунок 5.3.4 – *Phoenicopsis dentata*. Увеличение 60х

В алевролитах и аргиллитах найдены остатки растений. Отпечатки папоротников *Nilssonia urmanica* и *Czekanowskia sp.*, голосеменных *Podozamites eishwaldii*, *Coniopteris depensis*, *C. simplex*, *C. latilobus*, *C. vialovae*, *Raphaelia diamensis* были обнаружены в группе алевроаргиллитов (Рисунок 5.3.5.). В отложениях встречаются углефицированные остатки экзизитовых. Ширина ствола некоторых растительных остатков больше, чем диаметр керна (95,0 мм) [21].

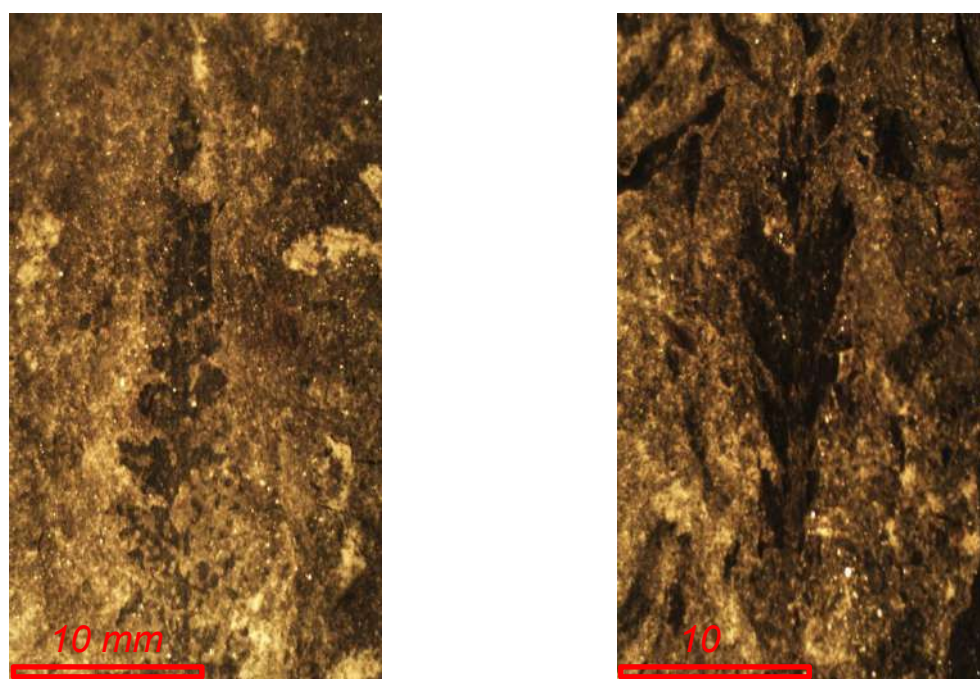


Рисунок 5.3.5 – *Coniopteris simplex* и *Coniopteris depensis*

В группах песчаников и алевролитов слоистость часто нарушена вертикальной растительной биотурбацией, а также вертикальными и горизонтальными ходами животных, таких как *Arenicolites*, *Skolithos*, *Chondrites*, *Teichuchnus* (Рисунок 5.3.6). Данные животные обитали в прибрежно-морских условиях.

Arenicolites (представитель ихнофагии *Skolithos*) обычно присутствуют в песчаной части береговой зоны со спокойной обстановкой осадконакопления, а также в приливно-отливных отмелях. Животные *Arenicolites* по способу питания относятся к фильтровальщикам, питающимися взвесью. Присутствие в больших количествах свидетельствует об условиях приливно-отливных низин.

Chondrites (представитель ихнофагии *Cruziana*) представляют собой результат деятельности илоедов в условиях морского бассейна и указывают на пониженное содержание кислорода.

Teichuchnus (представитель ихнофагии *Cruziana*) обитают в фациях лагун и заливов с солоноватой водой. Способ питания животных *Teichuchnus* ходы обитания и питания илоедов [22].

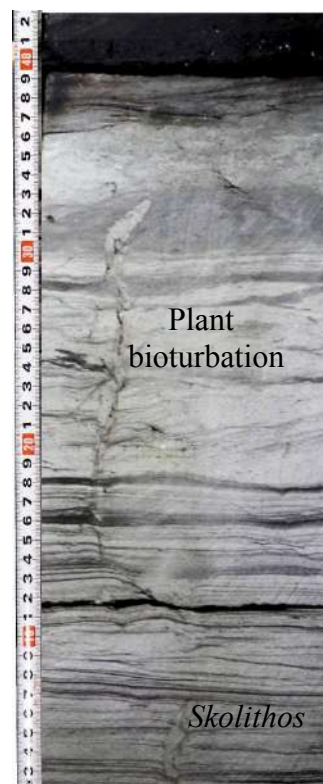
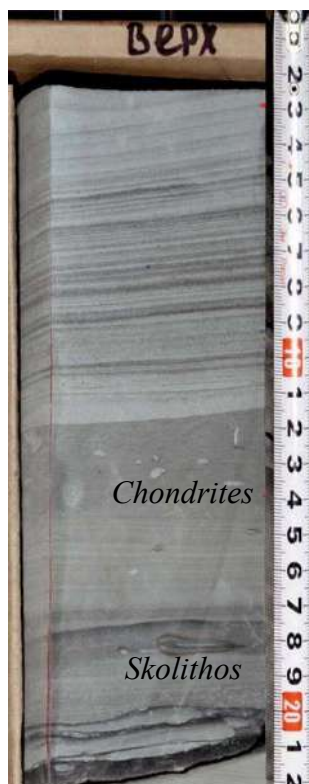
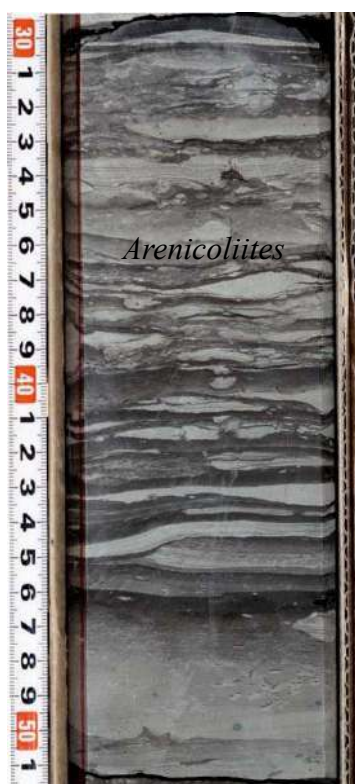


Рисунок 5.3.6 – Ихнофоссилии

В кернах обнаружены пиритизированные корни и ветки растений (Рисунок 5.3.7.).



Рисунок 5.3.7 – Пиритизированные ветки и корни растений

Листья голосеменных и папоротников ориентированы длинными осями друг к другу (Рисунок 5.3.8.).



Рисунок 5.3.8 – Отпечатки папоротников

Анализ остатков позволил установить переходную обстановку осадконакопления. Прослой угля, наличие веток и корней свидетельствуют о континентальной обстановке осадконакопления, в то время, как ихнофоссилии свидетельствуют о мелководно-морской обстановке осадконакопления.

5.4 Гранулометрический подход

Группа алевроаргиллита серо-черного цвета с тонкослоистой текстурой. Текстура подчеркнута намывами углистого материала. Под микроскопом породы сложены гидрослюдами с примесью мелкозернистых алевроитовых фрагментов. Основная масса породы представлена плохо окатанным кварцем и полевыми шпатами. Результаты рентгеноструктурного анализа позволили подтвердить коррозию зерен кварца и частичную замену зерен полевого шпата кварцем и каолинитом.

В породах данной литофациальной группы обнаружено незначительное количество битуминозного вещества преимущественно смолистого состава (бурое свечение), нерегулярно распределенный по всей породе. Битумоиды смористо-асфальтенового состава (темно-бурое свечение) заполняют микротрещины, которые ориентированы параллельно напластованию (Рисунок 5.4.1.) [23, 24, 25].

Группа алевролитов серого цвета с углистым детритом. Встречаются конкреции пирита размером до 1 см. Алевролиты крупнозернистые. Обломочная часть составляет до 90% от объема и шлифа и представлена кварцем и полевыми шпатами. Встречаются отдельные зерна циркона. Зерна кварца корродированы и регенерированы, зерна полевых шпатов разложены с образованием глинистого цемента. Цемент контактово-пленочный и сложен кремнистым веществом и гидрослюдой [25].

Под люминесцентным микроскопом в ультрафиолетовом свете битумоиды смешанного генезиса. Основная масса представлена битумоидами смолистого состава (бурое свечение), в то время как битумоиды маслянисто-смолистого (желтоватое свечение) и смолисто-асфальтенового (темно-бурое свечение) приурочены к микротрещинам (Рисунок 5.4.2.).

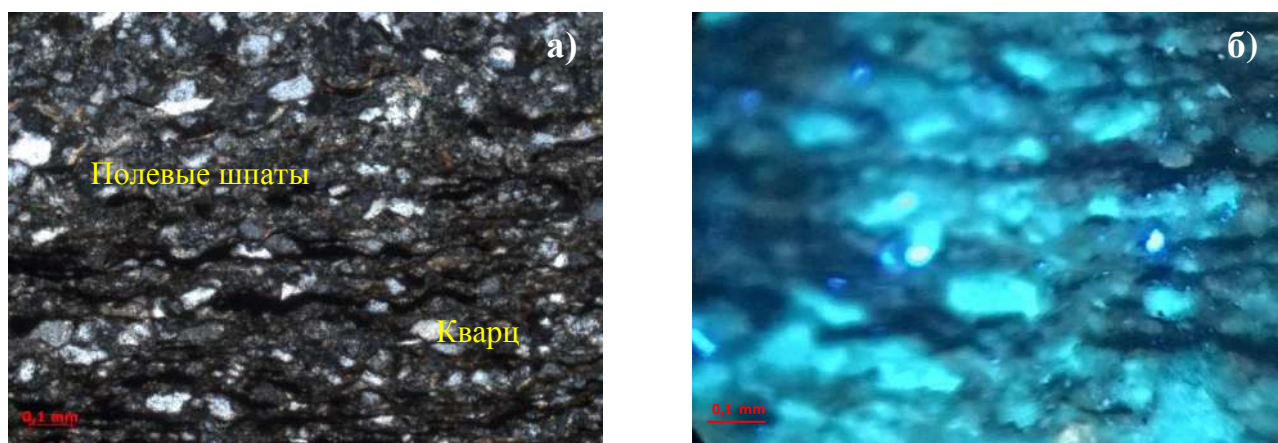


Рисунок 5.4.1 – Группа алевроаргиллита. а)-скрещенные николи, б)-под люминесцентным микроскопом. Увеличение 80х

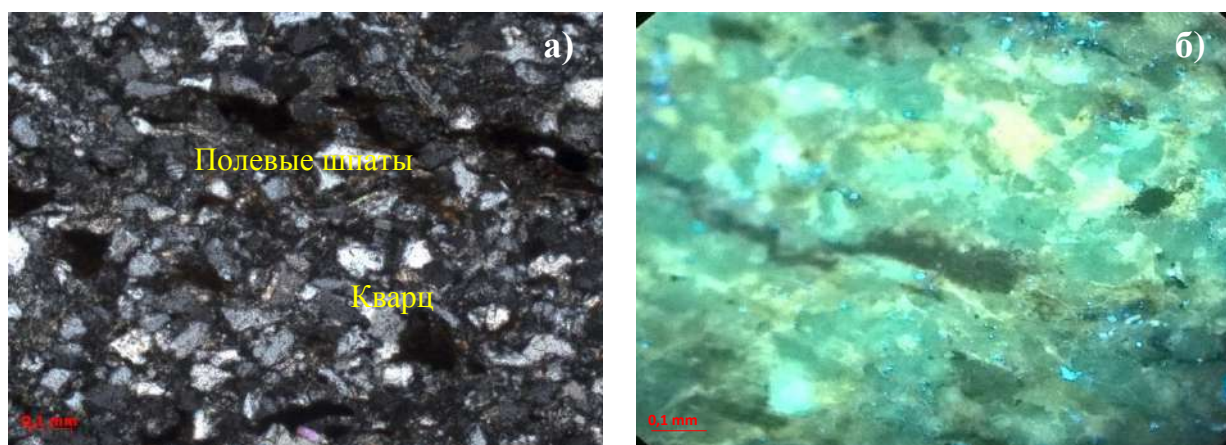


Рисунок 5.4.2 – Группа алевролитов. а)-скрещенные николи, б)-под люминесцентным микроскопом. Увеличение 80х

Песчаники светло-серого цвета с горизонтальной и волнистой слоистостью, последняя образована знаками ряби волнения. Текстура подчеркнута намывами сидерита, углистого вещества, встречаются прослои угля до 10 см. В породах встречаются конкреции пирита.

Песчаник мелко-среднезернистый, обломочная часть составляет от 70 до 90% площади шлифа и представлена зернами полевых шпатов (50%), кварца (35%), фрагментами пород (15%). По классификации В.Н. Шванова (1969) песчаники относятся к полевошпатовым грауваккам (Рисунок 5.4.3.).

Диагенетические преобразования выражены в корродировании и регенерации зерен кварца, в то время как полевые шпаты разложены с образованием каолинита. Плагииоклазы разложены с образованием альбита, определенного в результате рентгеноструктурного анализа [26].

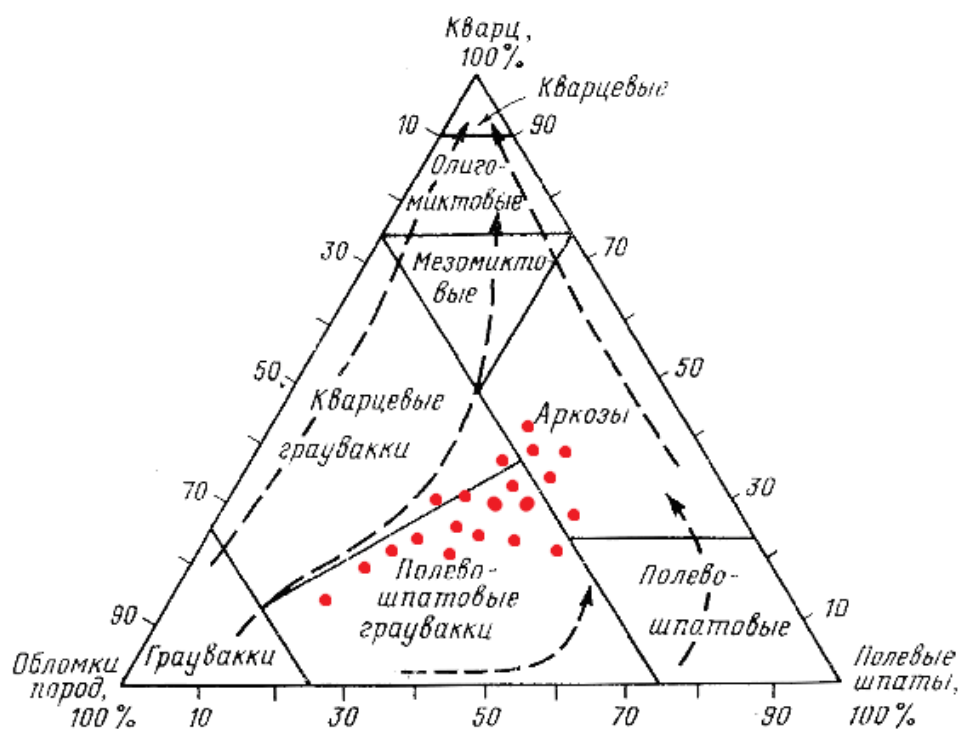


Рисунок 5.4.3 – Диаграмма В.Н. Шванова (1969)

Цемент контактово-пленочный, реже поровый. Цемент сложен кремнисто-глинистым веществом. Глинистые минералы представлены

гидрослюдой и каолинитом. Отмечаются пластически деформированные чешуйки мусковита.

В ультрафиолетовом свете под люминесцентным микроскопом отмечаются интервалы, обогащенные миграционными битумоидами маслянисто-смолистого (желтовато-бурое свечение) и маслянистого (желтоватое свечение) состава, формирующие цементную битуминозную текстуру (Рисунок 5.4.5.).

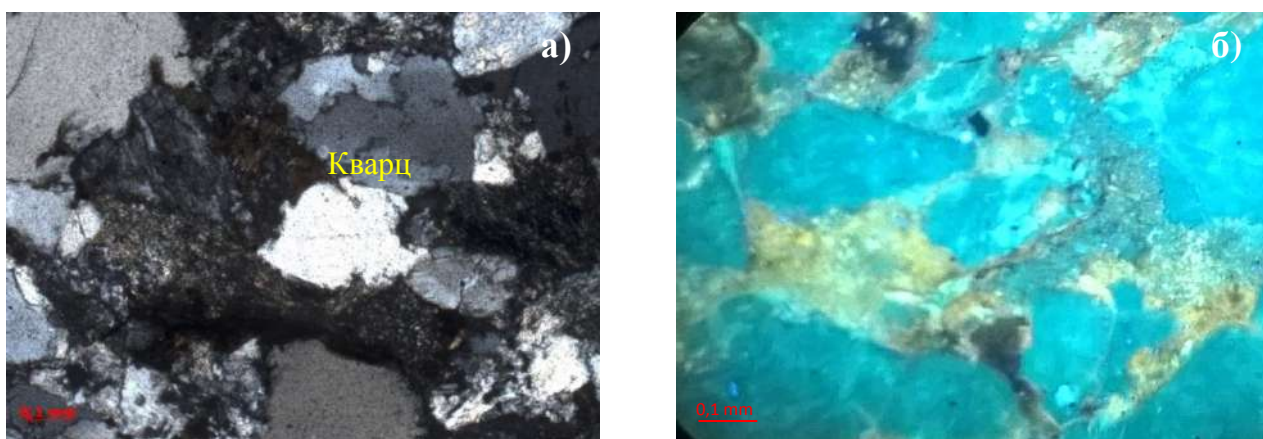


Рисунок 5.4.5 – Группа алевролитов. а)-скрещенные николи, б)-под люминесцентным микроскопом. Увеличение 80х

Генетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова (1986) «Ассиметрия-Экцесс» показала, что песчаники были сформированы в мелководно-морских условиях осадконакопления (береговой вал, выход волн на мелководье) (Рисунок 5.4.6.) [24].

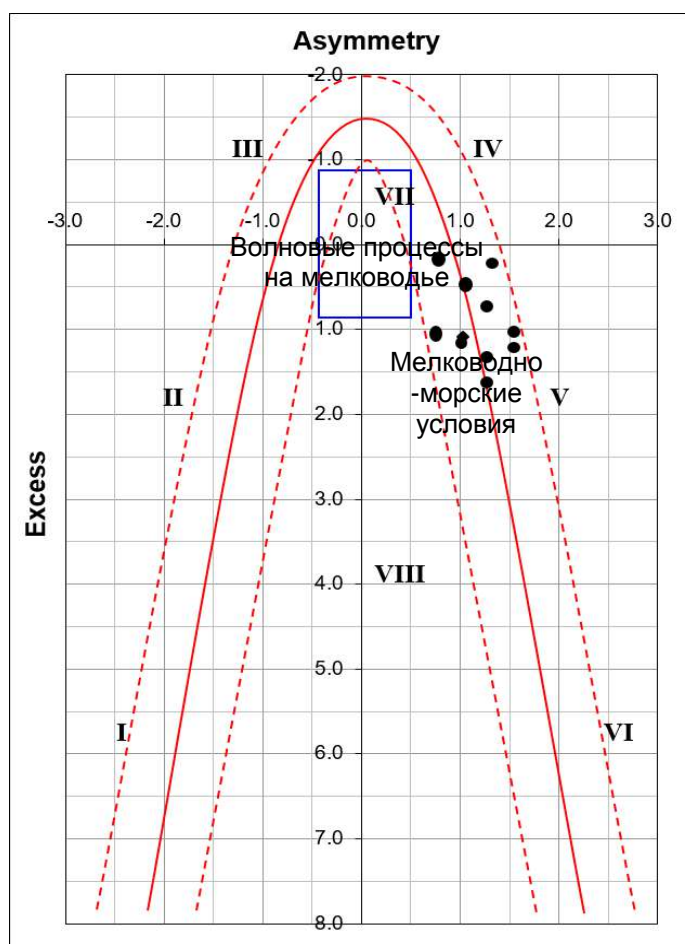


Рисунок 5.4.6 – Диаграмма Г.Ф. Рожкова (1986)

Литолого-петрографический и палеонтологический анализы позволили определить, что породы были сформированы в переходной обстановке осадконакопления с частыми ингрессиями в бат-келловей-оксфордское время. Литологические и фациальные изменения могут быть объяснены переходной обстановкой осадконакопления. Литофациальная группа песчаников обогащена углеводородами и является потенциальным резервуаром.

5.5 Электрофациальный подход

Электрофациальный анализ позволяет также определить обстановку осадконакопления. Форма кривых ПС, проанализированная по скважинам

месторождения М, соответствует типовой кривой ПС барьерного острова согласно В.С. Муромцеву (1984) (Рисунок 5.5.1.) [27].

Электрометрическая модель барьерного острова представляет собой сложную аномалию, состоящую из двух геометрических фигур: треугольника и расположенного над ним четырехугольника. Аномалия находится в зоне отрицательных отклонений ПС. Кровельная линия горизонтальная, боковая линия вертикальная ровная или волнистая, подошвенная линия наклонная, осложненная зубчатостью [27].

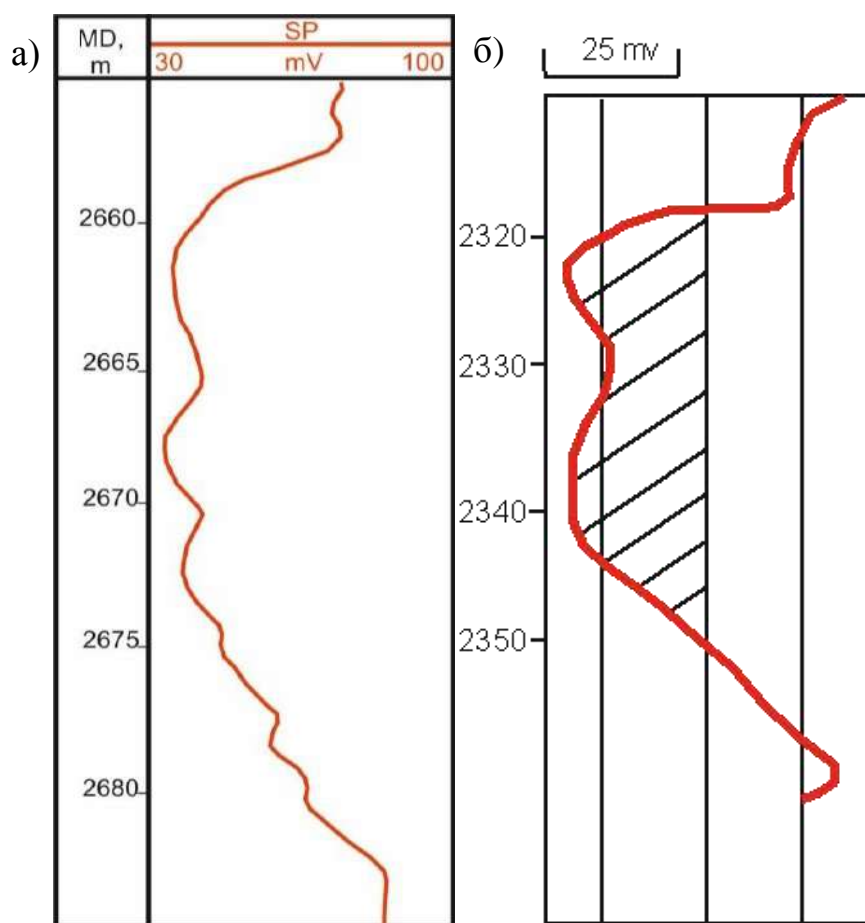


Рисунок 5.5.1 – Сравнение кривых ПС. а)-месторождение М, б)-типовая кривая барьерного острова [27]

5.6 Секвенс-стратиграфический подход

Секвенс-стратиграфический подход позволил определить основные тракты стояния уровня моря с целью определения обстановки осадконакопления (Рисунок 5.6.1.) [28].

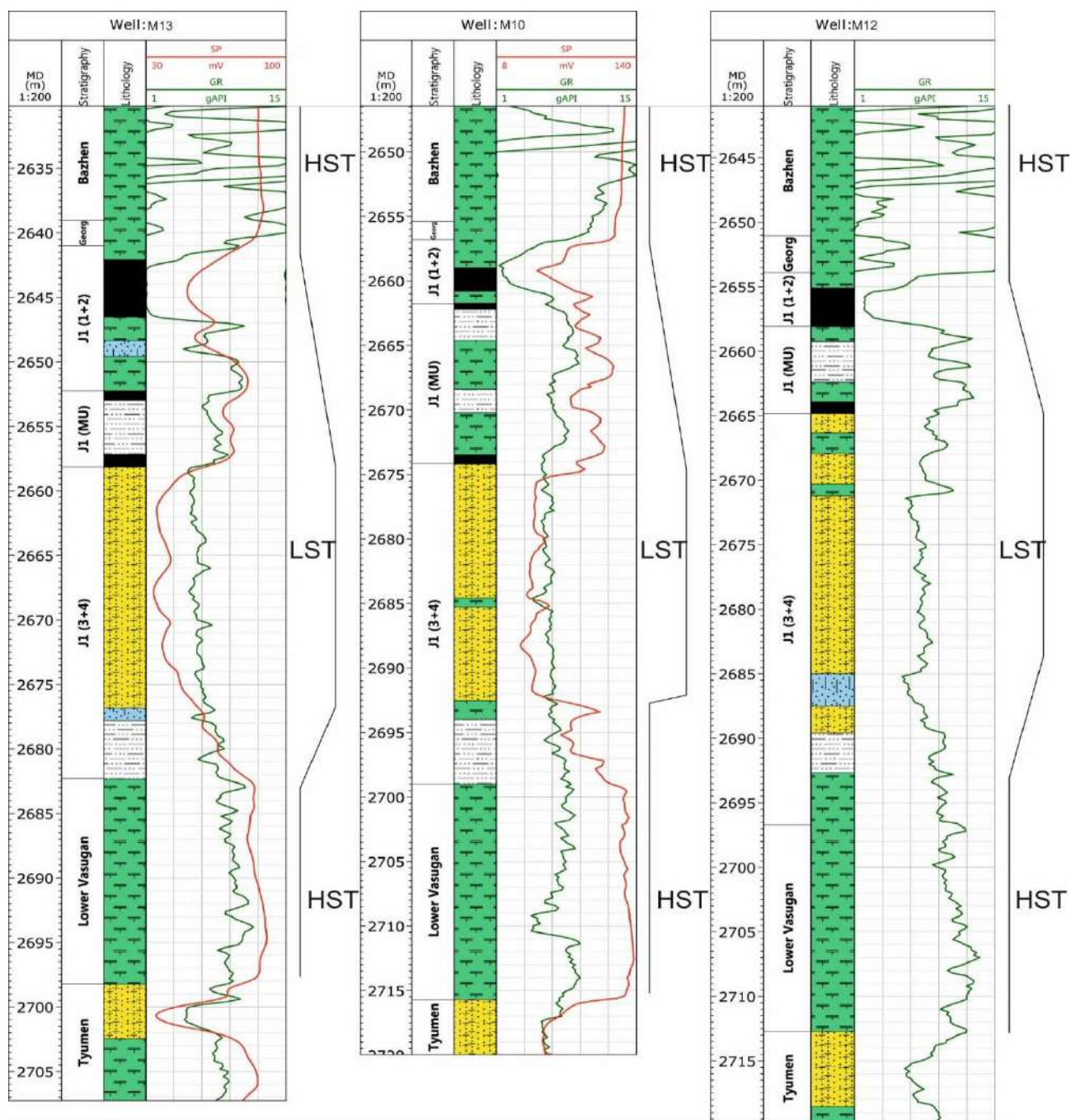


Рисунок 5.6.1 – Основные тракты стояния уровня моря в пределах месторождения М

5.7 Концептуальная модель

Схема корреляции, увязанная с керновыми данными, представлена на Рисунке 5.7.1. Из рисунка видно, что песчаные пласты мощные, протяженные с многочисленными тонкими глинистыми прослоями и карбонатными интервалами. Глинистые интервалы мощные, неоднородные за счет угольных, алевролитовых и карбонатных прослоев.

По керновым данным, наличие морской фауны с одной стороны и растительных остатков с другой стороны указывает на переходную обстановку осадконакопления. Ихнофоссилии указывают на мелководно-морскую обстановку осадконакопления, так же, как и результаты гранулометрического анализа. В качестве основной обстановки осадконакопления, с использованием материалов электрометрии, определен барьерный остров, отделенный от береговой полосы лагуной (Рисунок 5.7.2.). Барьерный остров характеризуется постепенным нарастанием активности среды седиментации, а затем ее стабилизацией после выхода бара на поверхность моря и превращения его в острова. Лучшие свойства наблюдаются в центральной части барьерного острова, в то время как в гребне и основании барьерного острова свойства хуже. По данным электрометрии форма кривой ПС, имеющая коробчатую форму, соответствует барьерному острову (Рисунок 5.7.3.). Песчаники барьерного острова выклиниваются к краевым частям острова, что отражается на изрезанной форме кривой ПС за счет появления глинистого материала. Основными элементами, слагающими макрообстановку барьерного острова являются: прибереговые марши, лагуна, вдольбереговые промоины, тело барьера, приливная дельта, головные части разрывных течений, штормовые песчаники.

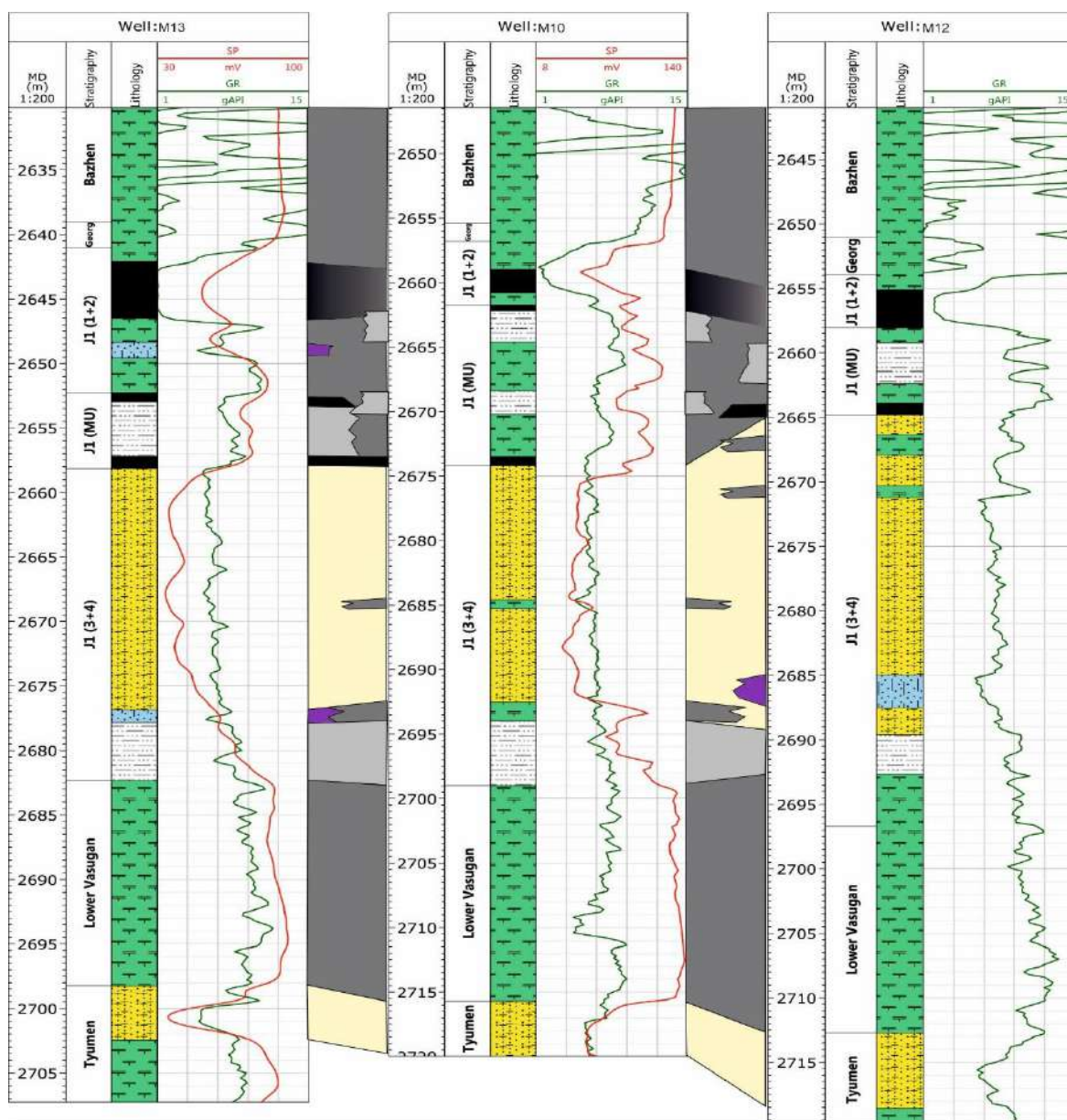


Рисунок 5.7.1 – Корреляционная панель

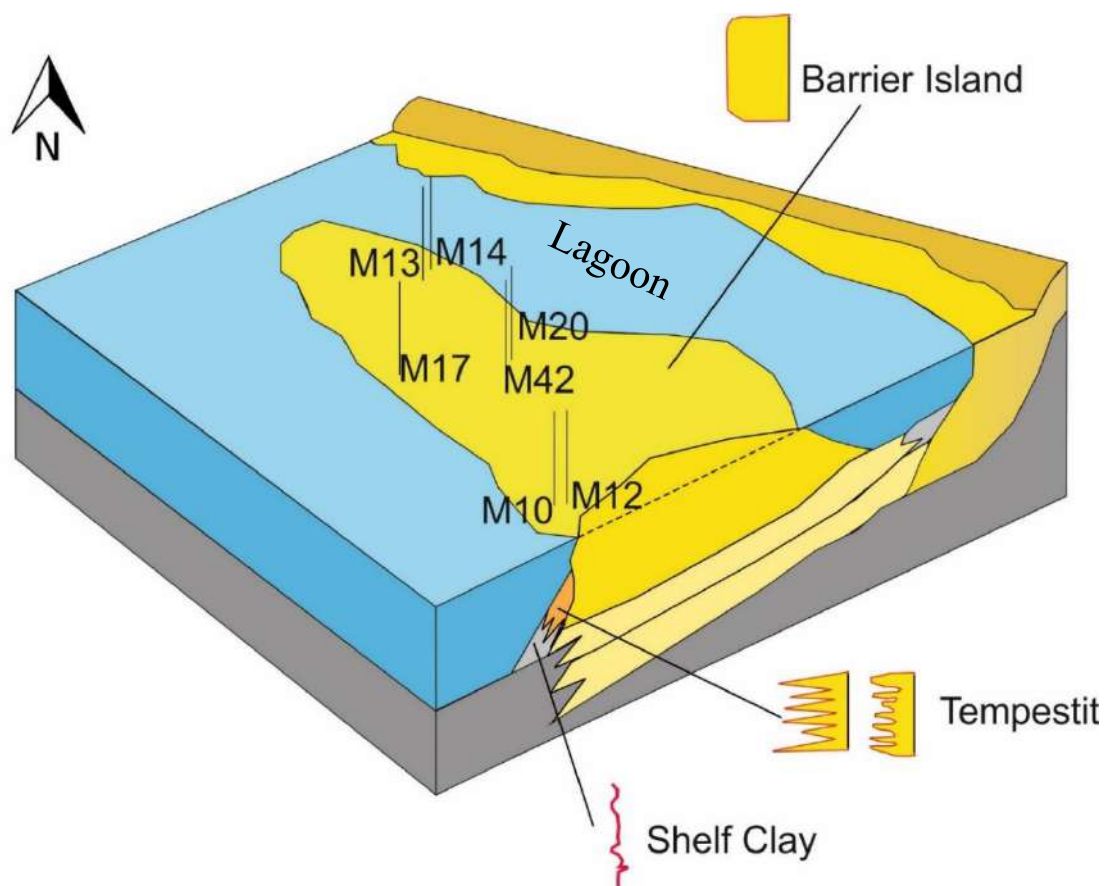


Рисунок 5.7.2 – Концептуальная модель

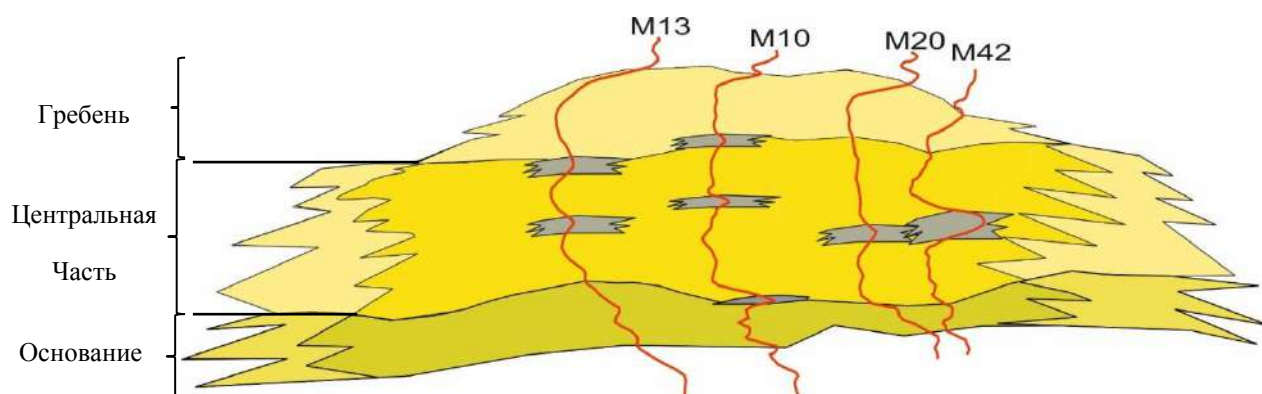


Рисунок 5.7.3 – Схема барьерного острова в разрезе

6 Петрофизический анализ

Основной целью петрофизического подхода являлся расчет основных петрофизических параметров, таких как пористость, проницаемость, водонасыщенность. Данные лабораторного исследования по скважинам М10, М12, М13 увязаны с рассчитанными кривыми с целью распространения зависимостей в скважинах, в которых не представлены лабораторные исследования керна. Более того, данные, полученные в результате петрофизического анализа будут в дальнейшем использованы при построении геологической модели [29].

6.1 Расчет глинистости

Объем глинистости определен с помощью гамма-каротажа по уравнению Ларионова в связи с тем, что ПС каротаж предоставлен не во всех скважинах. Значения гамма-каротажа приведены для трех опорных скважин в таблице 1.

$$V_{sh} = 0.33 * (2^{2*IGR} - 1), \quad (1)$$

где V_{sh} – рассчитываемый объем глин, м³/м³;

IGR – гамма-индекс.

Таблица 1 – Значения гамма-каротажа для расчета глинистости

Скважина	М10	М12	М13
ГКmin	1,26	1,96	1,05
ГКmax	9,40	13,50	11,70

6.2 Расчет пористости

Расчет пористости произведен при помощи акустического и нейтронного каротажей. Наиболее высокий коэффициент корреляции получен при использовании акустического каротажа ($R^2=0,87$). Однако акустический каротаж не проведен во всех скважинах. В результате, пористость была рассчитана при помощи нейтронного каротажа.

Данные нейтронного каротажа были пересчитаны в водородный индекс (W) и сделана поправка за глинистость. Для пересчета были использованы три основные значения для пересчета: песчаник, карбонатизированный песчаник и аргиллит. Более того, общая зависимость для расчета пористости была найдена:

$$\varphi_n = (-0.0446 * NKTD + 0.3551) - V_{sh} * \varphi_{sh}, \quad (2)$$

где V_{sh} – объем глин, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

φ_{sh} – микропористость глин, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Микропористость глин равна $0,23 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Кросс-плоты приведены для скважин М10, М12, М13 (Рисунок 6.2.1.; Рисунок 6.2.2.; Рисунок 6.2.3.). Общее уравнение для расчета пористости было получено в скважине М12 для нефтенасыщенного интервала.

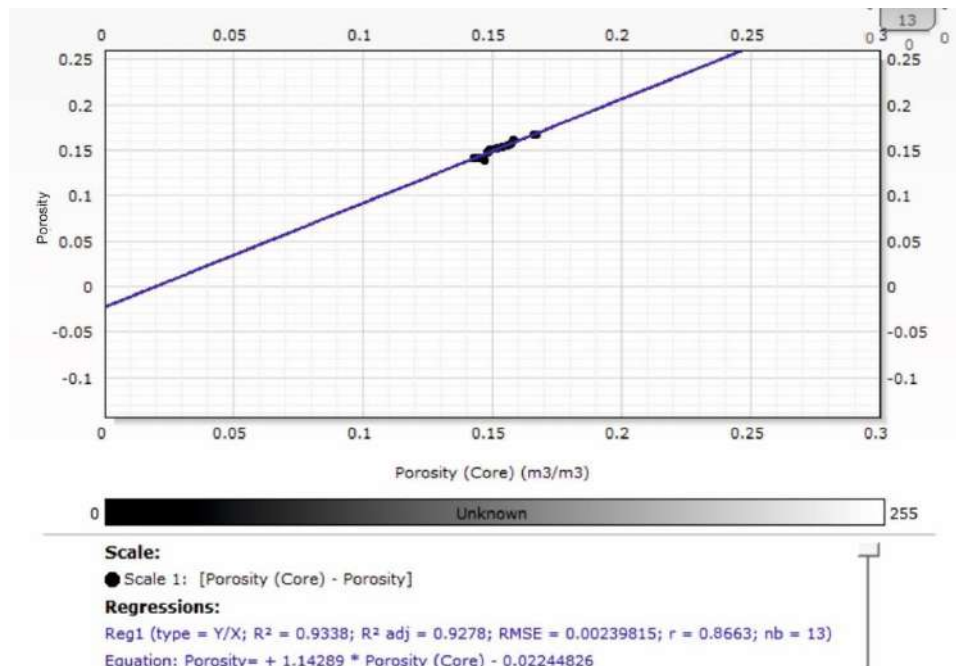


Рисунок 6.2.1 – Кросс-плот «Пористость-нейтронная эффективная пористость».
Скважина M10

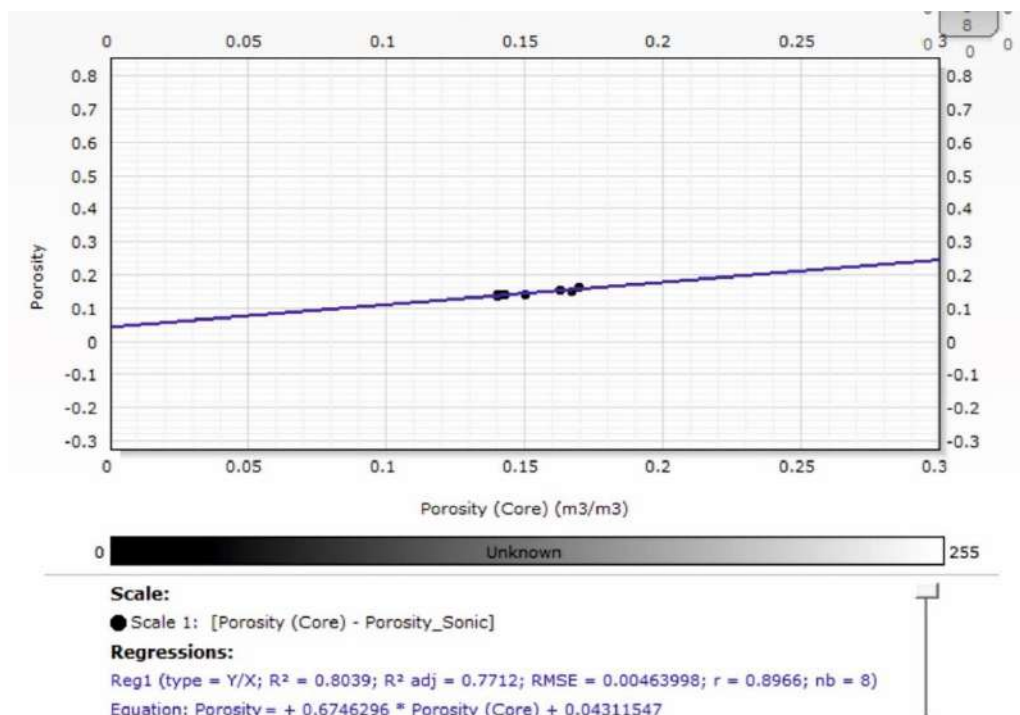


Рисунок 6.2.2 – Кросс-плот «Пористость-нейтронная эффективная пористость».
Скважина M12

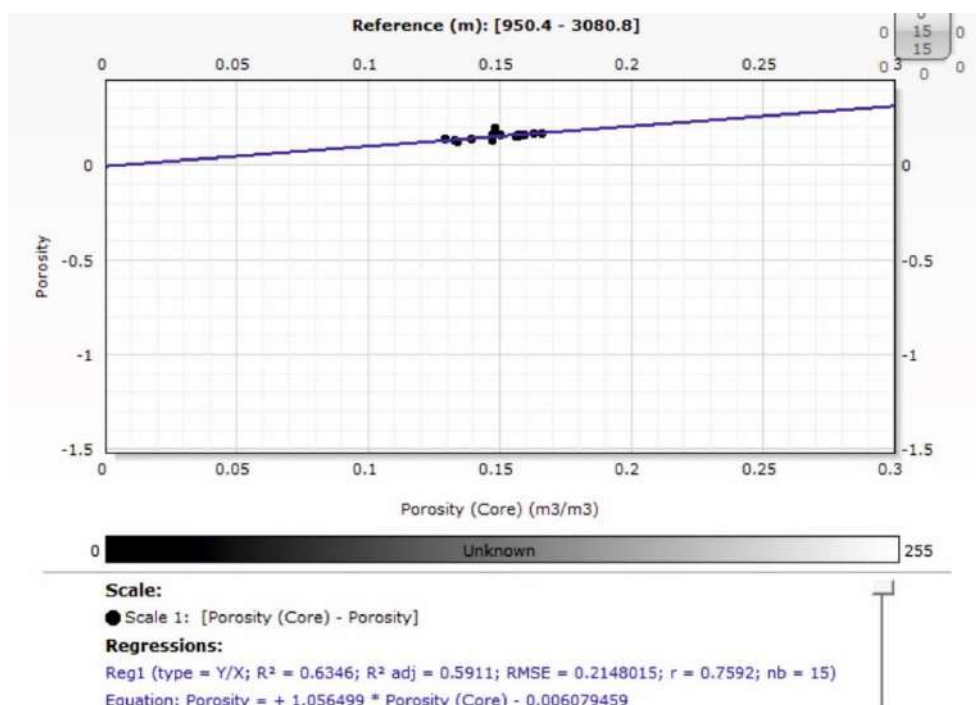


Рисунок 6.2.3 – Кросс-плот «Пористость-нейтронная эффективная пористость».
Скважина М13

6.3 Анализ проницаемости

В первую очередь поправка Клинкенберга была сделана. Уравнение для расчета проницаемости было найдено по зависимости проницаемости от пористости. Коэффициент корреляции составил 0,84 (Рисунок 6.3.1.).

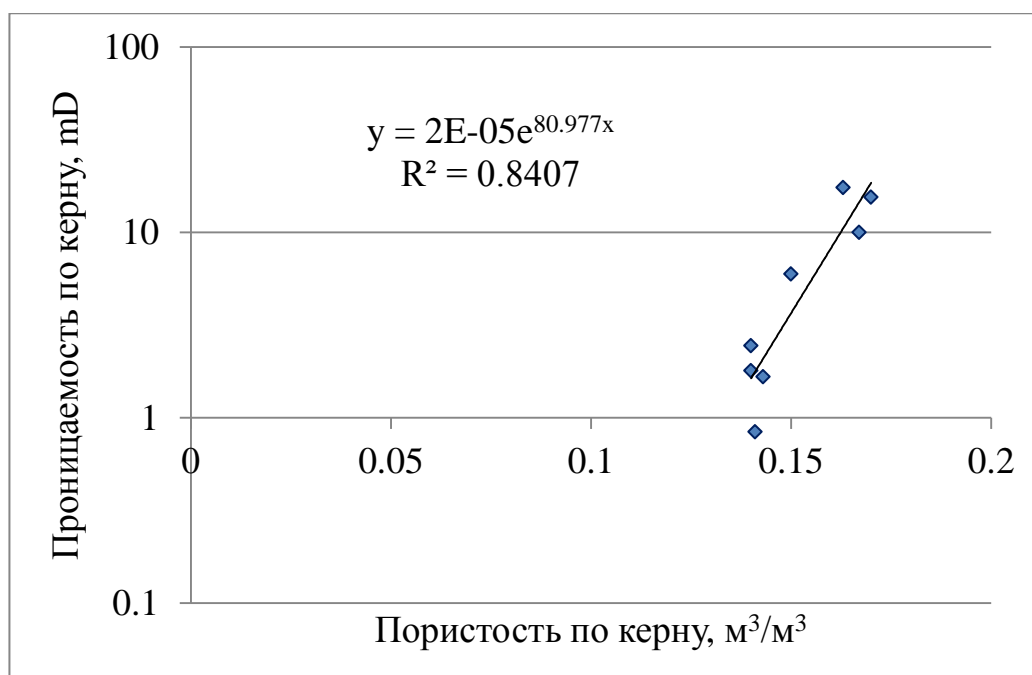


Рисунок 6.3.1 – Кросс-плот «Пористость-проницаемость»

Уравнение для расчета проницаемости:

$$y = 0.00002e^{80.977x}, \quad (3)$$

где x – пористость, м³/м³.

Используя уравнение 1 проницаемость была рассчитана в программном продукте TechLog. Коэффициент корреляции составил 0,77 для М12 скважины (Рисунок 6.3.2.). Также проницаемость была рассчитана и для всех остальных скважин. Кросс-плоты приведены для скважин М10 и М13 (Рисунок 6.3.3.; Рисунок 6.3.4.).

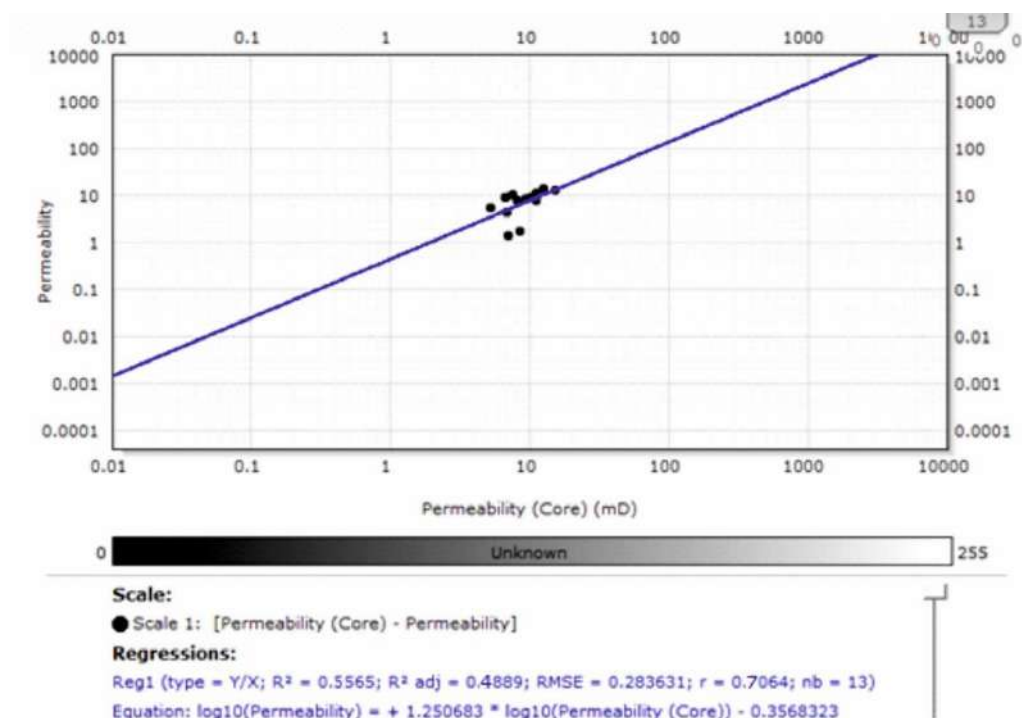


Рисунок 6.3.2 – Кросс-плот «Проницаемость-рассчитанная проницаемость».
Скважина M10

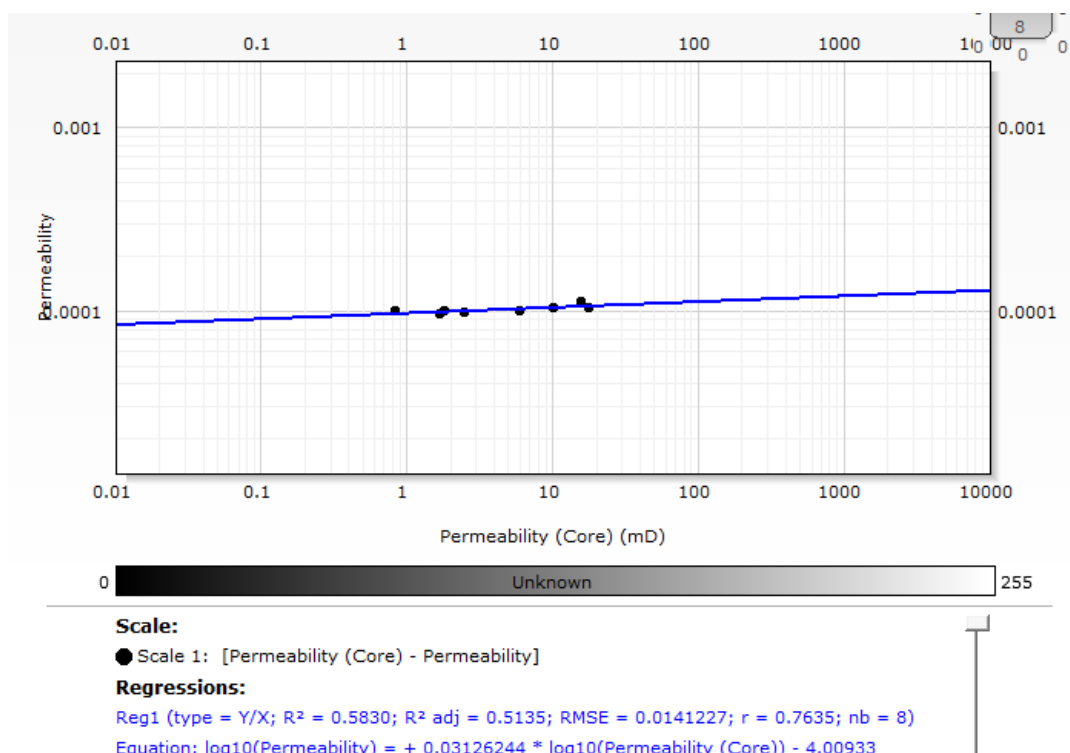


Рисунок 6.3.3 – Кросс-плот «Проницаемость-рассчитанная проницаемость».
Скважина M12

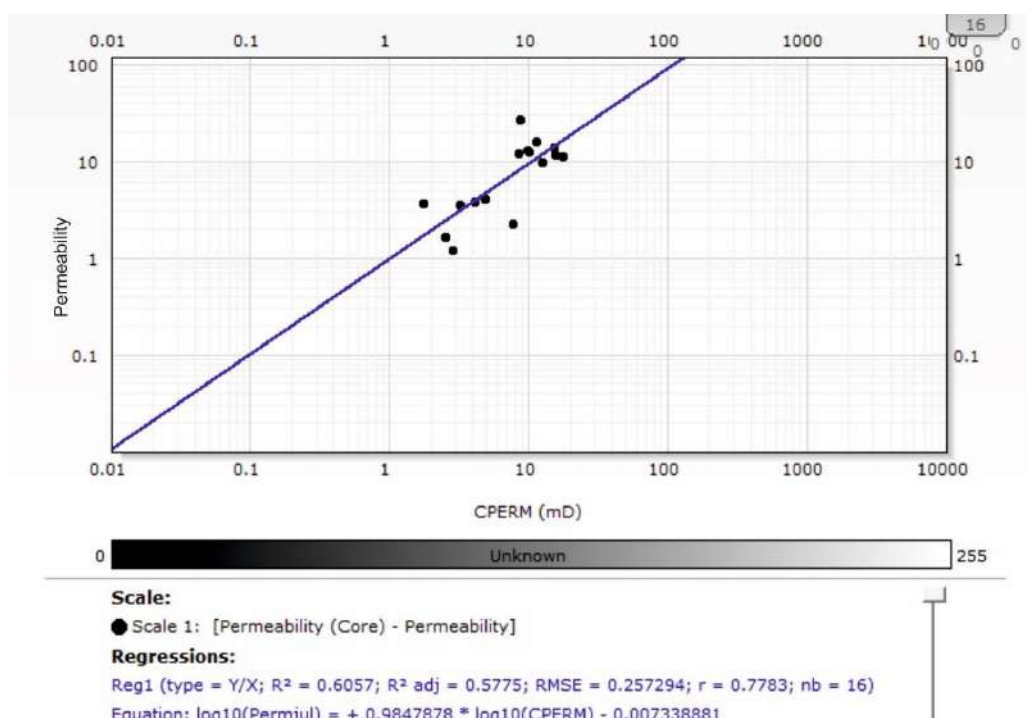


Рисунок 6.3.4 – Кросс-плот «Проницаемость-рассчитанная проницаемость».
 Скважина М13

6.4 Расчет водонасыщенности

Для расчета водонасыщенности было необходимо определить коэффициенты для формулы Арчи и сопротивление пластовой воды. Для определения сопротивления пластовой воды необходимо определить содержание хлорида натрия и пластовую температуру. Для изучаемых отложений концентрация NaCl составляет 35 г/мл. Пластовая температура составляет 85°C. Беря во внимание найденные величины по диаграмме Gen-9 (Рисунок 6.4.1.) найдено сопротивление пластовой воды [29].

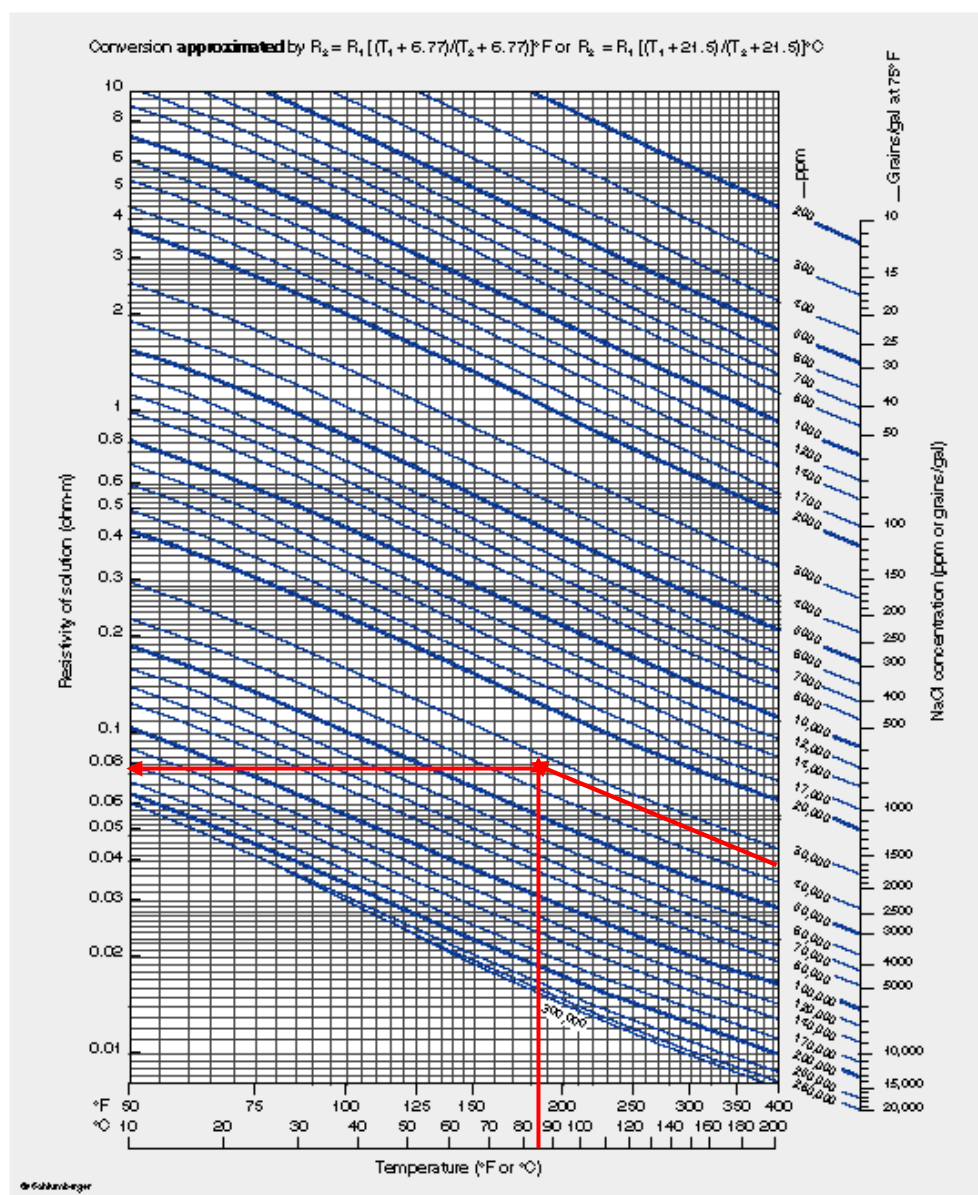


Рисунок 6.4.1 – Диаграмма для определения сопротивления пластовой воды

Из диаграммы Gen-9 сопротивление пластовой воды составило 0.075 Ом*м. Далее была рассчитана водонасыщенность.

Водонасыщенность была рассчитана по формуле Арчи:

$$S_w = \sqrt{a R_w / \phi^m R_t}, \quad (4)$$

где R_t – сопротивление пластовой воды

$a=1.33$; $m=1.47$; $n=2$.

Кросс-плоты представлены ниже (Рисунок 6.4.2.; Рисунок 6.4.3.; Рисунок 6.4.4.).

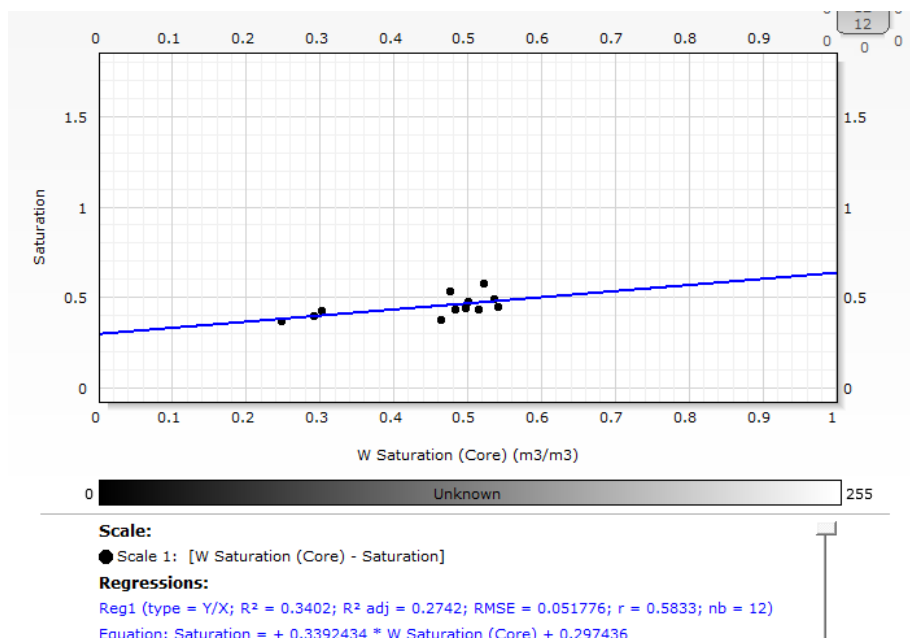


Рисунок 6.4.2 – Кросс-плот «Водонасыщенность-рассчитанная водонасыщенность». Скважина М10

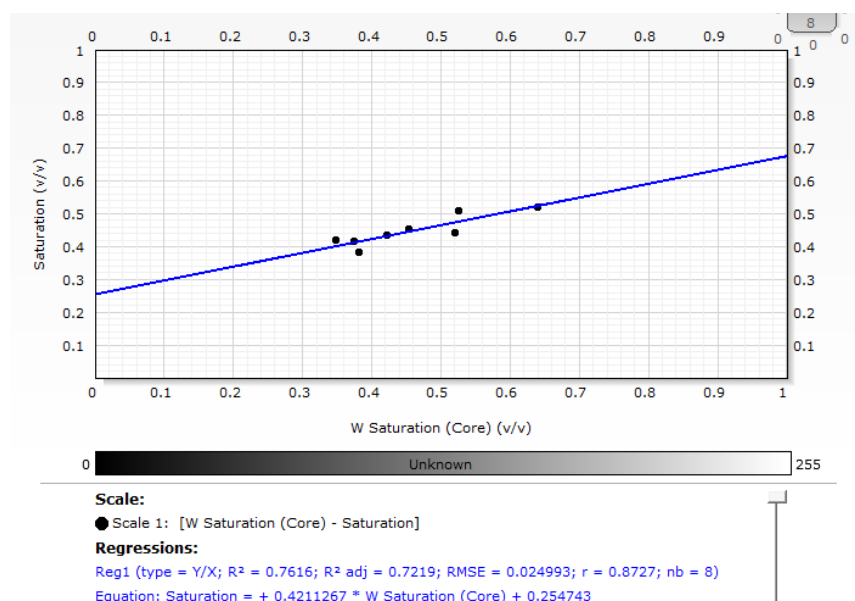


Рисунок 6.4.3 – Кросс-плот «Водонасыщенность-рассчитанная водонасыщенность». Скважина М12

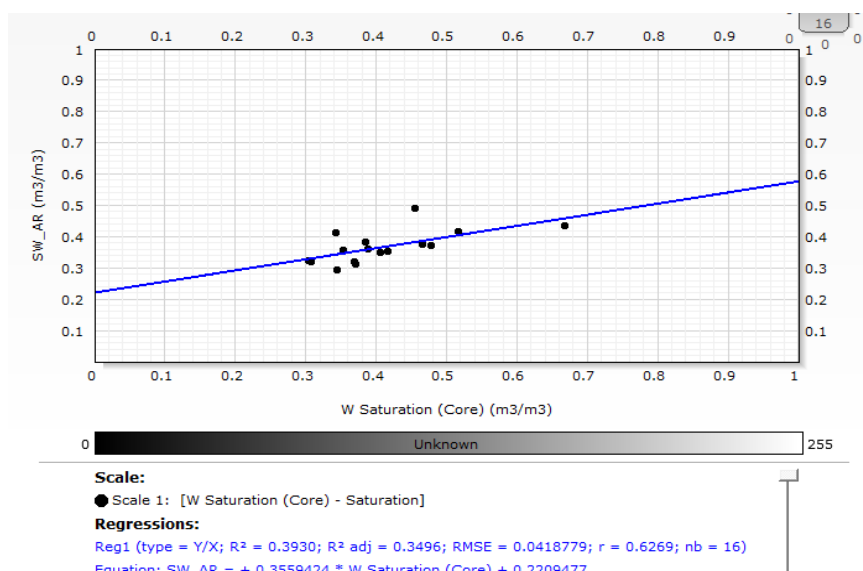


Рисунок 6.4.4 – Кросс-плот «Водонасыщенность-рассчитанная водонасыщенность». Скважина М13

Коэффициент корреляции для водонасыщенности не является высоким и составляет 0,87 для опорной скважины М12. В случае, когда коэффициент корреляции не является высоким, это может быть объяснено следующими причинами. Уравнение Арчи учитывает только подвижный флюид, в то время, как по результатам лабораторного исследования приводятся данные только остаточной неподвижной воды.

6.5 Критические значения петрофизических свойств

Таблица 2 – Критерии отсечения по петрофизическим параметрам для продуктивной части пласта

Vsh, м ³ /м ³	0,33
φ, м ³ /м ³	0,125
k, mD	0,47
Sw, м ³ /м ³	0,66

Схема корреляции для месторождения М приведен на Рисунке 6.5.1.

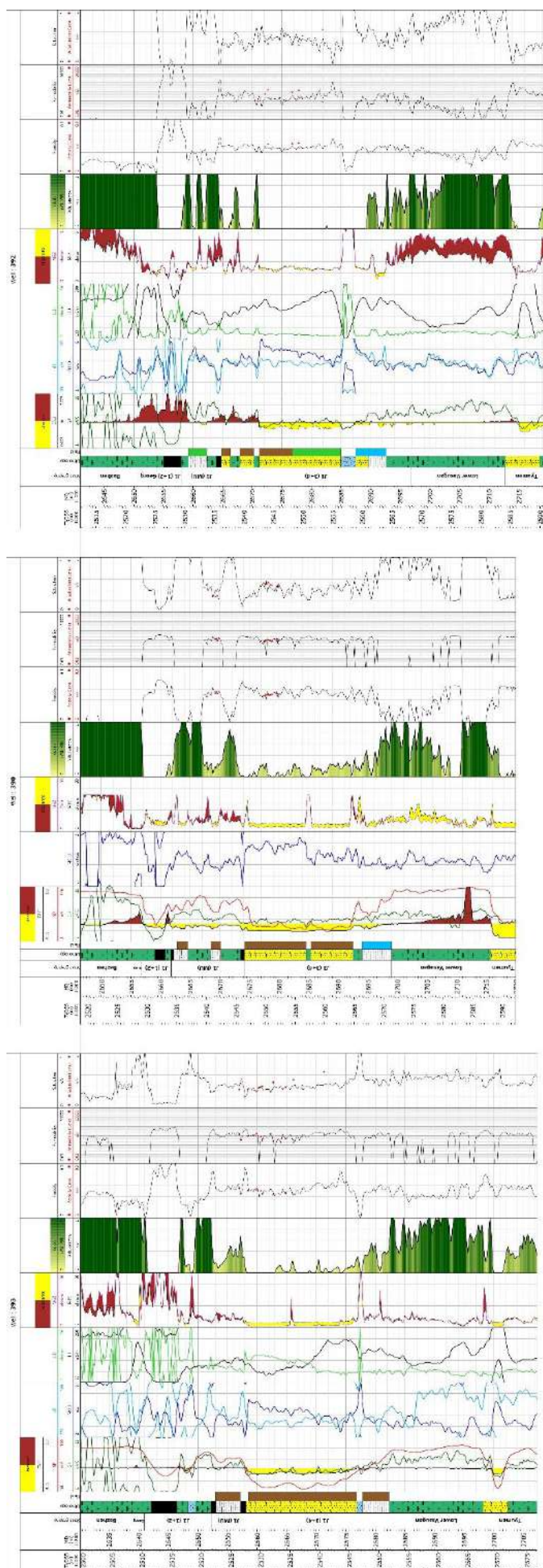


Рисунок 6.5.1 – Схема корреляции для нефтяного месторождения М
(скважины М10, М12, М13)

7 Моделирование

Основной целью данной главы является оценка выработки запасов в зависимости от прогнозируемых фаций в процессе создания седиментологической модели для нефтяного месторождения М.

Всестороннее изучение керна и петрофизический подход были осуществлены. В целом, в данной работе рассматриваются два основных подхода. Во-первых, традиционный петрофизический подход, при котором выделение резервуаров происходит на основе геофизической информации. Во-вторых, комплексный подход со всесторонним подходом к изучению керна.

Размер ячейки выбран 50*50. Этот размер обусловлен размером сейсмической общей глубинной площадки (бина), а также неоднородностей и учета всех особенностей. В ходе работы предусмотрено сравнение геологических запасов, без гидродинамического моделирования, поэтому целесообразно сделать размер ячейки небольшим Рисунок 7.1.

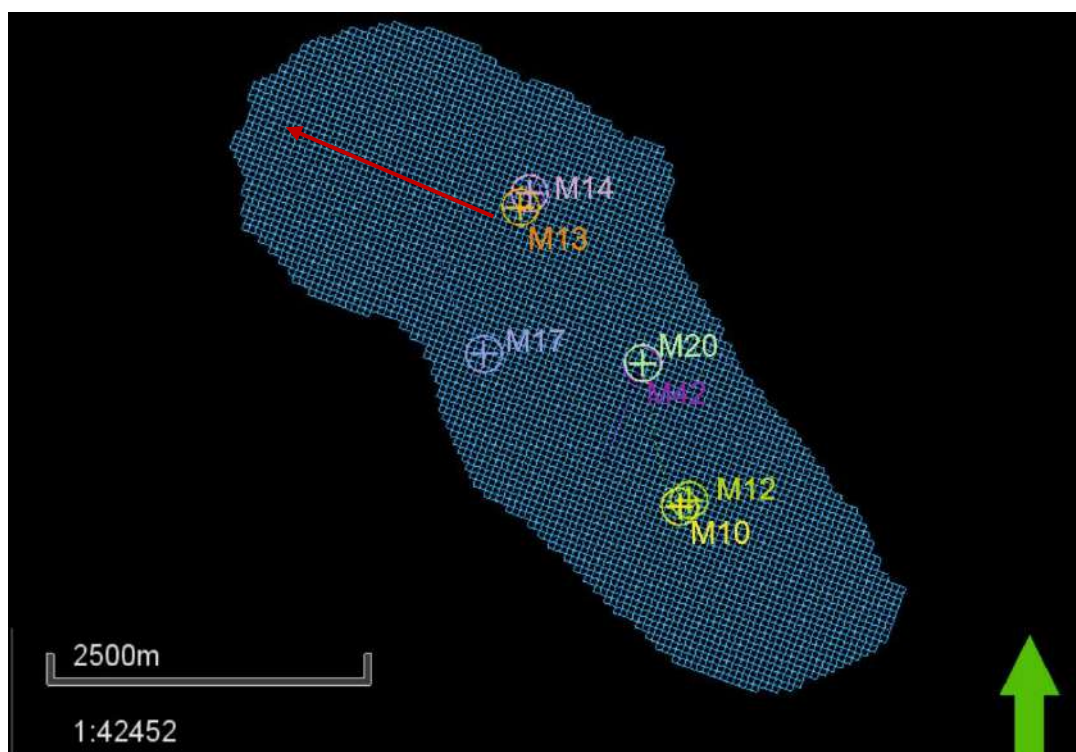


Рисунок 7.1 – Ориентировка грида

Ориентация грида была выбрана в соответствии с ориентировкой структуры. Азимут составляет 340° (Рисунок 7.1.). Количество опорных скважин для моделирования семь. Исходные данные для моделирования представлены в Таблице 3. Структурные поверхности представлены на Рисунке 7.2.; Рисунке 7.3.; Рисунке 7.4.

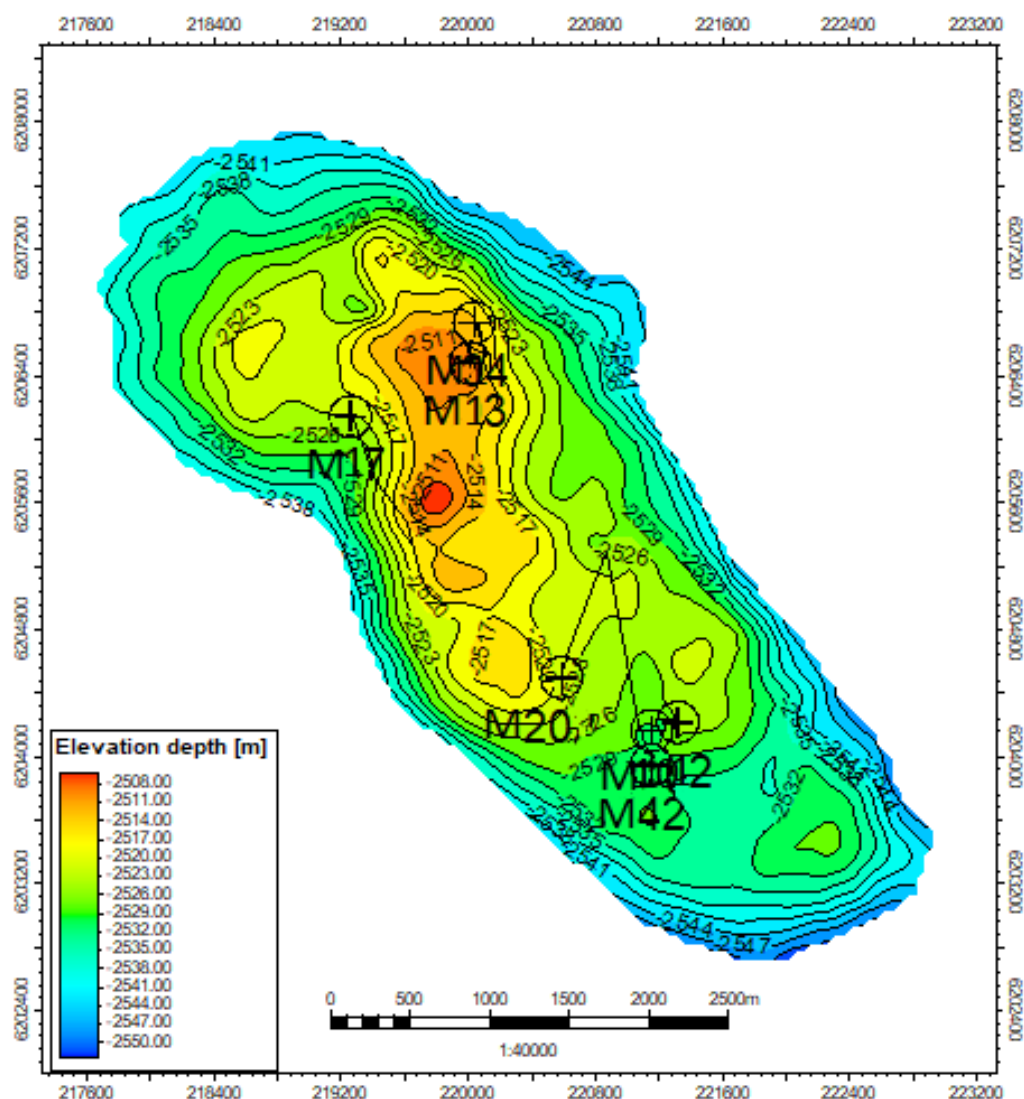


Рисунок 7.2 – Структурная поверхность Ю₁¹⁻²

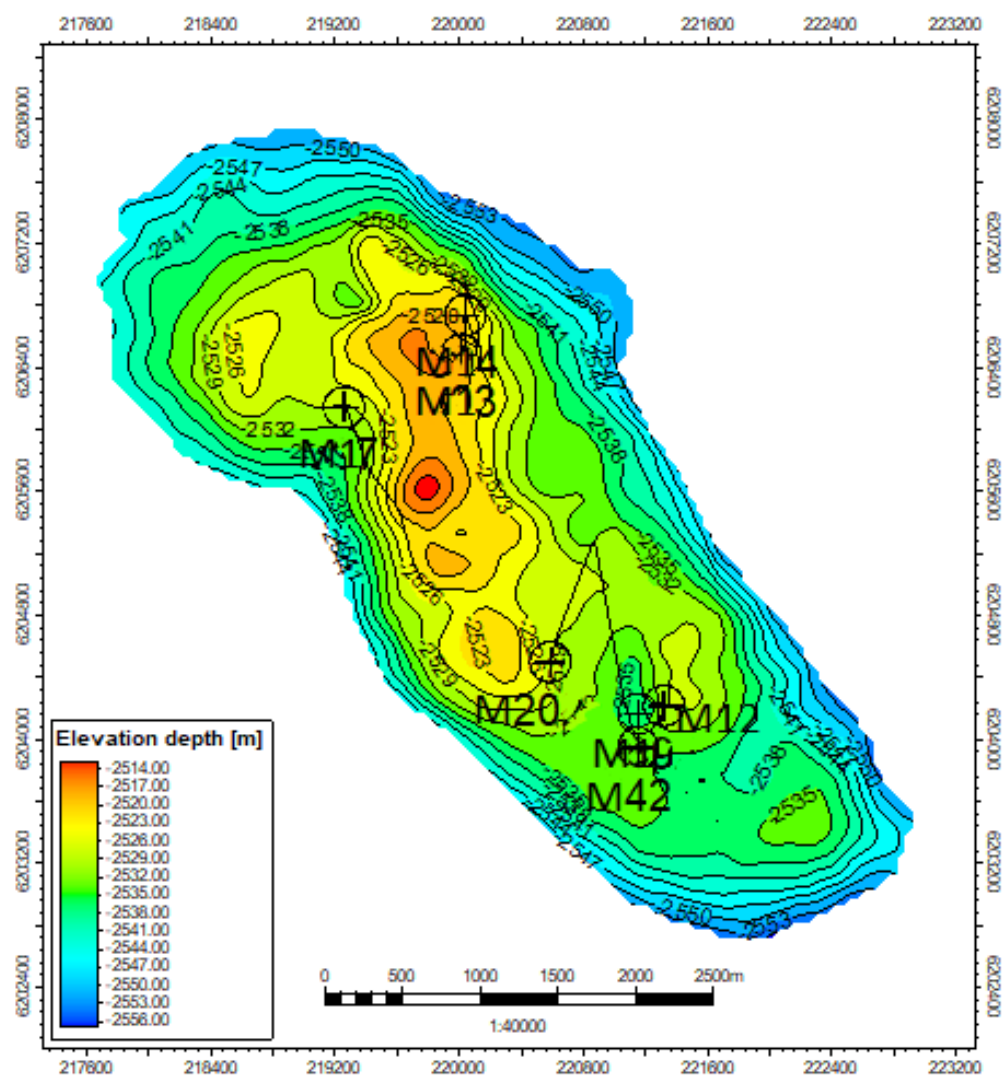


Рисунок 7.3 – Структурная поверхность Ю₁МУ

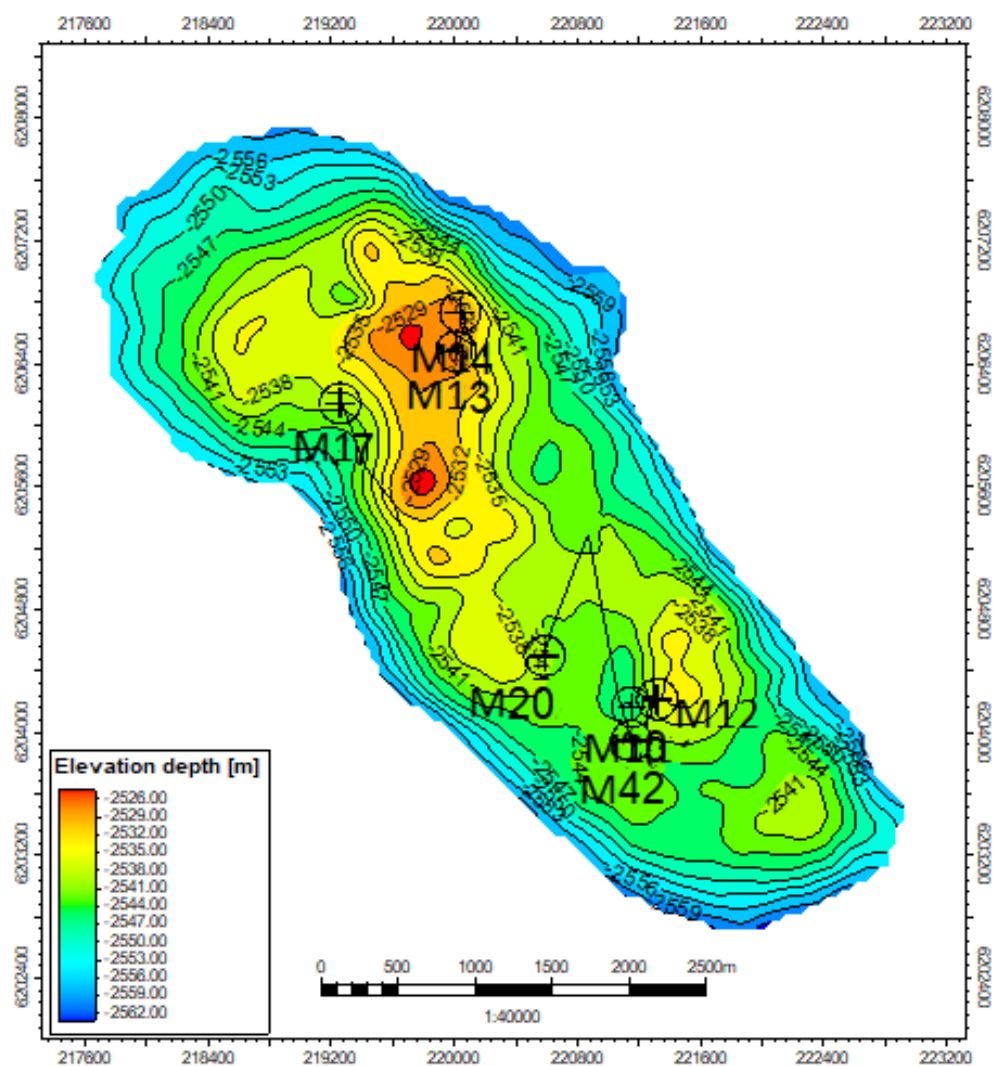


Рисунок 7.4 – Структурная поверхность Ю₁³⁻⁴

Таблица 3 – Основные свойства, характеризующие целевой интервал

Свойство	Нефтенасыщенный интервал		Водонасыщенный интервал	
	Керн	Каротаж	Керн	Каротаж
Средняя пористость, м ³ /м ³	0,145	0,150	0,143	0,16
Средняя проницаемость, mD	11,91	14,4	3,00	3,90
Средняя нефтенасыщенность, м ³ /м ³	0,55	0,53	0,39	0,32
Плотность нефти	829,6 кг/м ³			

Продолжение таблицы 3

Плотность воды	1024 кг/м ³
Объемный коэффициент	1,2

7.1 Петрофизический подход

При петрофизическом подходе был рассмотрен набор основных каротажей: ГК, ПС, НК, БК, ИК, позволивший выявить перспективные на обнаружение углеводородов и непродуктивные интервалы. В пределах интервалов была определена литология и основными литотипами являются песчаники, аргиллиты, угли и карбонатизированные интервалы (Рисунок 7.1.1.) [29].

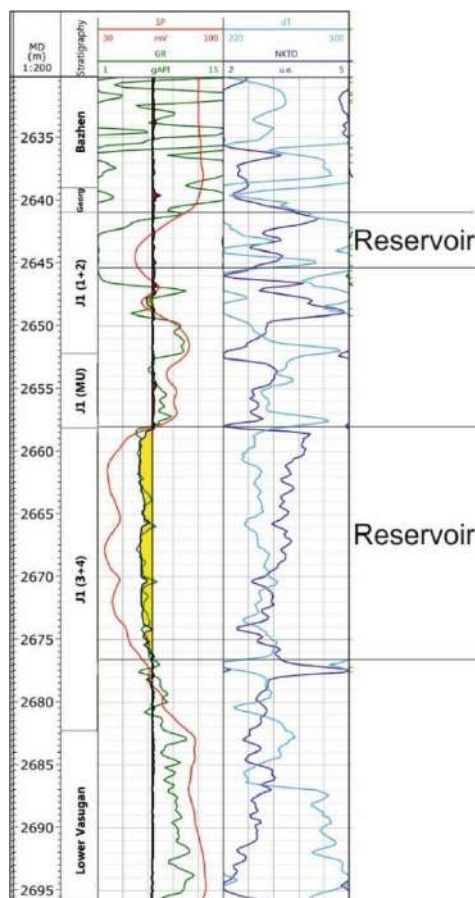


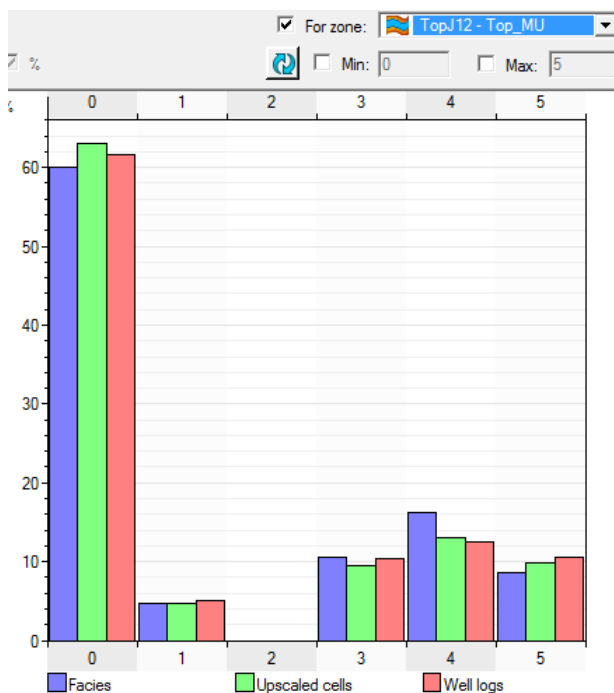
Рисунок 7.1.1 – Потенциальные продуктивные интервалы, определенные с помощью традиционного петрофизического подхода

Три интервала выделены в потенциальные продуктивные толщи: $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1MU$, $Ю_1^{3-4}$. Средняя мощность для интервалов составляет 7,24, 9,46 и 24,3 м соответственно. В процессе разбиения на слои в связи с высокой неоднородностью резервуара, вертикальный размер ячейки составляет 0,5 м. Количество слоев, полученных при расчетах, составляет соответственно 15, 19, 49. Общее число ячеек сетки в модели составляет 793397, тогда как число слоев равно 83. Данные приведены в таблице 4.

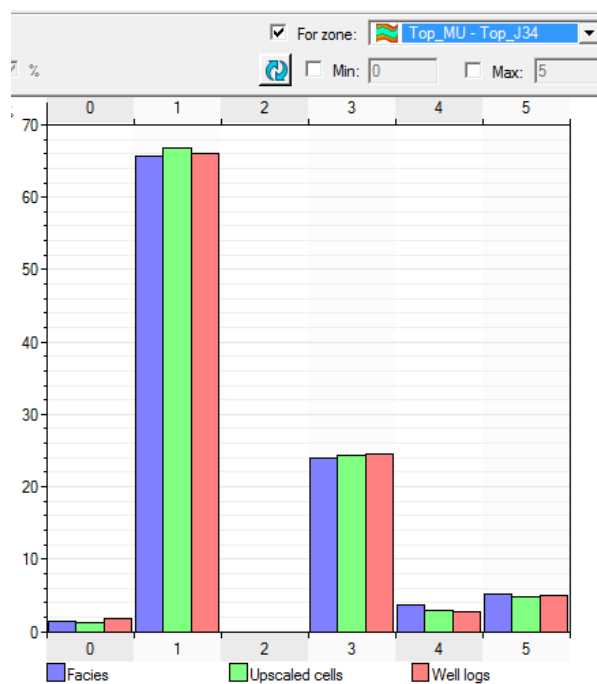
Таблица 4 – Свойства сетки

Интервал	Средняя мощность, м	Количество слоев	Азимут	Размер ячейки	Количество ячеек
$Ю_1^{1-2}$	7,24	15	340°	50*50	793397
$Ю_1MU$	9,46	19			
$Ю_1^{3-4}$	24,3	49			

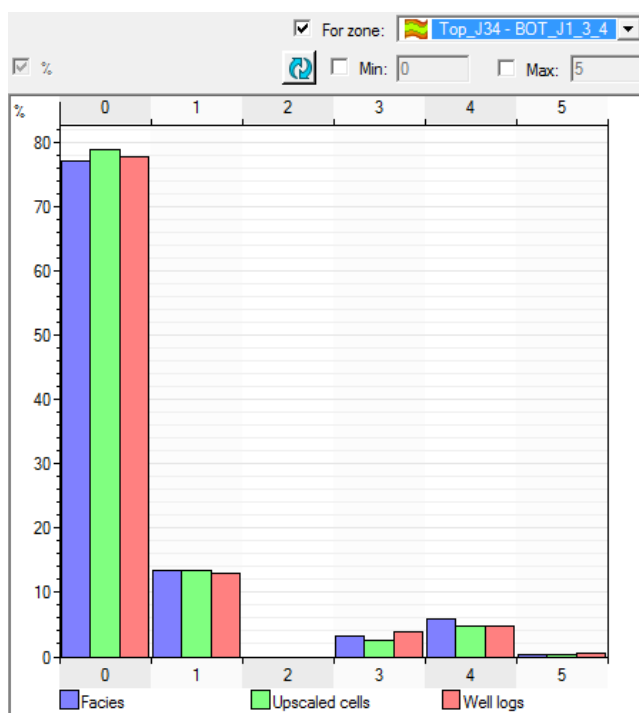
После процесса разбиения толщи на слои, петрофизические свойства такие как пористость, проницаемость и водонасыщенность были распределены. Основной подход распределения свойств стохастический. Распределение фаций в модели осуществлялось при помощи последовательного индикаторного метода. Гистограммы, отражающие сравнение ремасштабированной ячейки и каротажных диаграмм приведены на Рисунке 7.1.2. Семивариограммы, изображающие основные параметры распространения свойств в модели, приведены на Рисунке 7.1.3. Соотношение фаций (пропорция), а также фации в разрезе изображены на Рисунках 7.1.4. и 7.1.5.



Ю_1^{1-2}



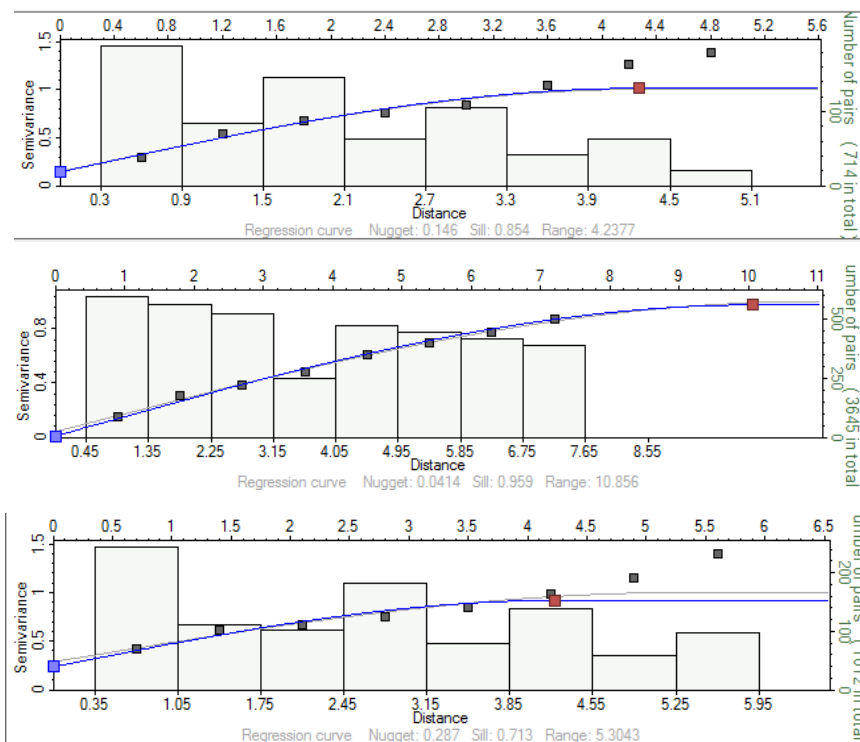
$\text{Ю}_1\text{МУ}$



Ю_1^{3-4}

- 0-Песчаник;
- 1-Алевролит;
- 2-Нет фации – не моделируется;
- 3-Аргиллит;
- 4-Карбонатизированный песчаник;
- 5-Уголь.

Рисунок 7.1.2 – Гистограммы сравнения ремасштабированных ячеек и каротажных диаграмм



	Structure 1
Type	Spherical ▼
Sill	0.8708
Major range	586.627
Minor range	385.085
Vertical range	4.269

	Structure 1
Type	Spherical ▼
Sill	0.9684
Major range	1319.383
Minor range	500
Vertical range	10.057

	Structure 1
Type	Spherical ▼
Sill	0.6826
Major range	4099.766
Minor range	577.159
Vertical range	4.234

Рисунок 7.1.3 – Семивариограммы для песчанников для интервалов Ю_1^{1-2} , $\text{Ю}_1\text{МУ}$, Ю_1^{3-4}

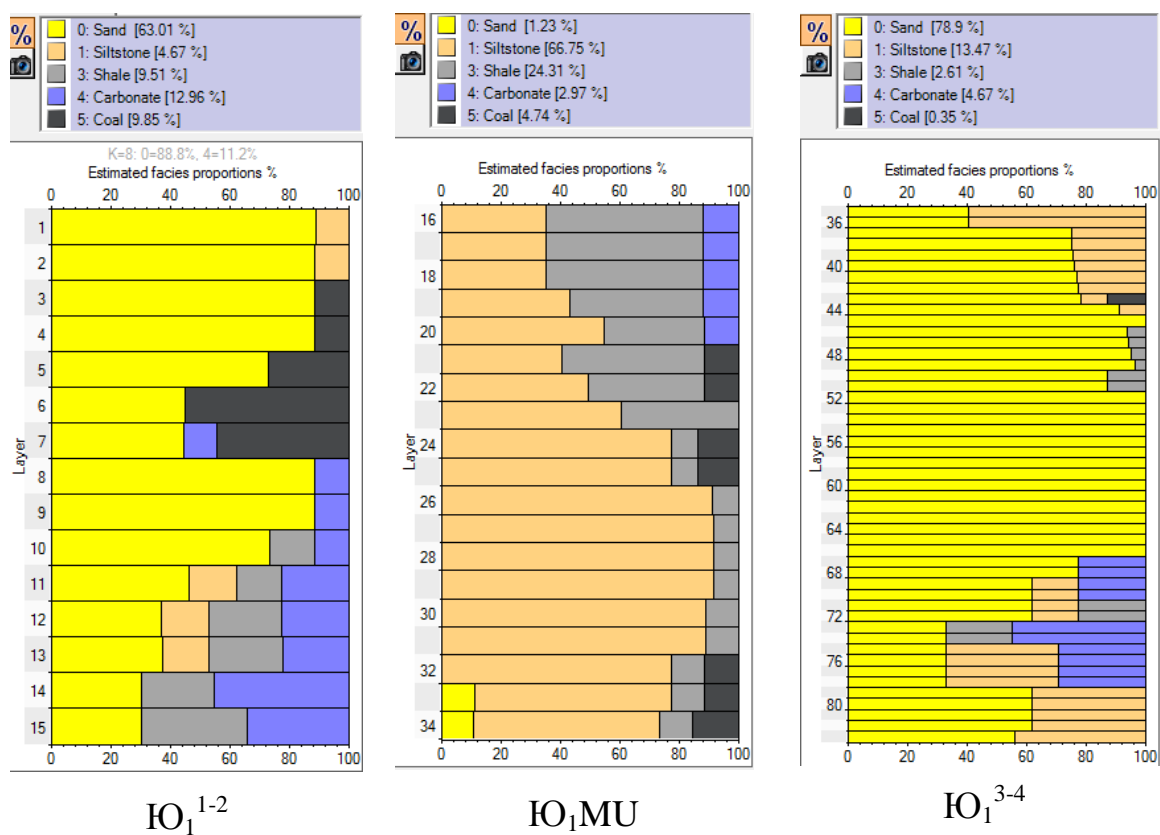


Рисунок 7.1.4 – Соотношение фаций

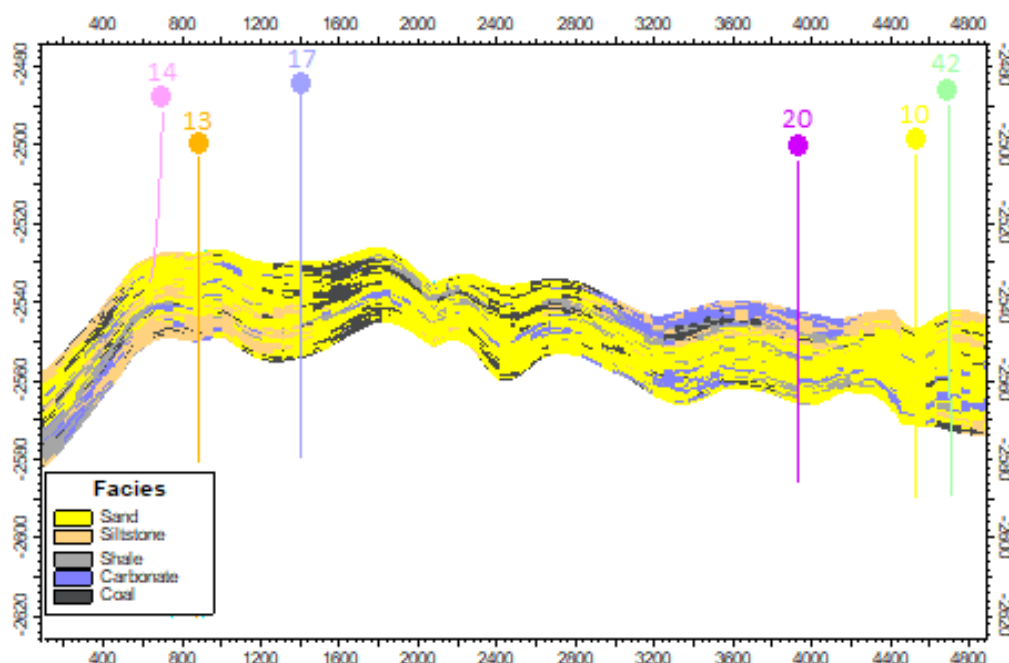


Рисунок 7.1.5 – Фации пласта Ю₁³⁻⁴ в разрезе

В процессе масштабирования были приняты арифметическое среднее значение и средняя геометрическая проницаемость. Пористость распределялась с помощью последовательного гауссова метода для песчаников и алевролитов, а для аргиллита, карбонатизированного песчаника и угля были использованы принятые значения. Проницаемость была распределена с помощью кокрикинга. В вариограммах для пористости и проницаемости использовались нормальные и логарифмические преобразования. Гистограммы распределения пористости и проницаемости представлены на Рисунке 7.1.6.

Карты средней пористости и карты КН (проницаемость, умноженная на эффективные толщины) изображены на Рисунках 7.1.7., 7.1.8., 7.1.9., 7.1.10., 7.1.11., 7.1.12. Распределение пористости (Рисунок 7.1.13.) и проницаемости (Рисунок 7.1.14.) приведены в разрезе для всей толщи.

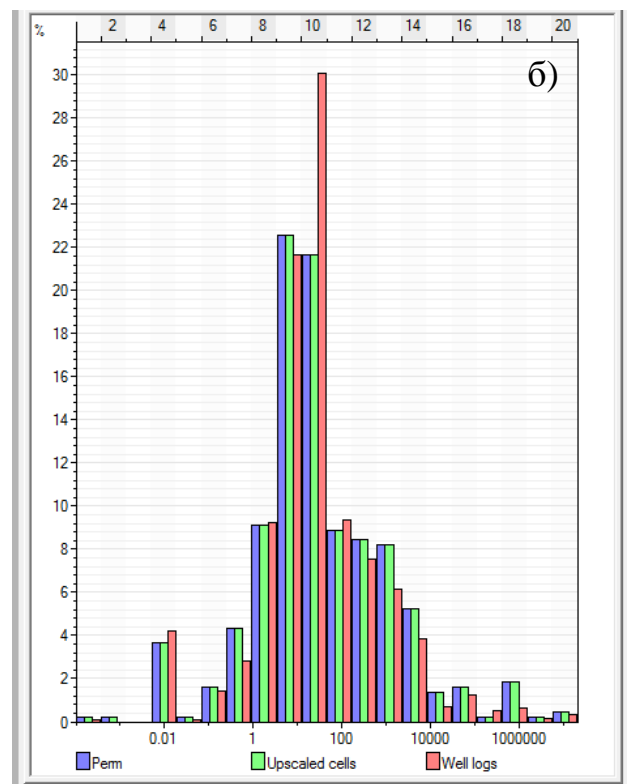
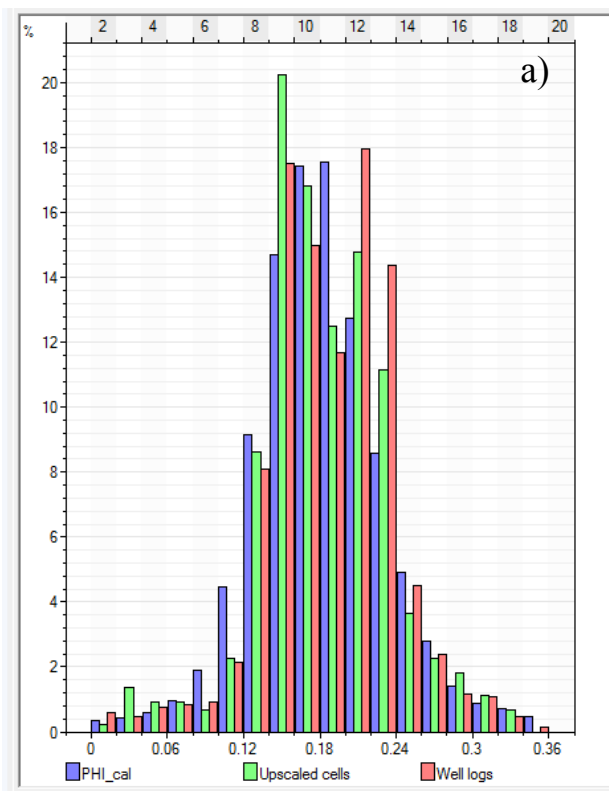


Рисунок 7.1.6 – Гистограммы распределения пористости (а) и проницаемости (б)

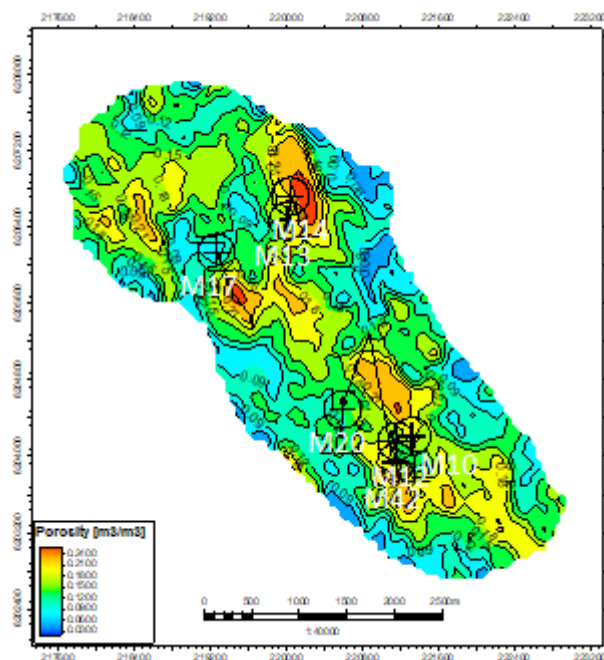


Рисунок 7.1.7 – Карта средней пористости Ю₁¹⁻²

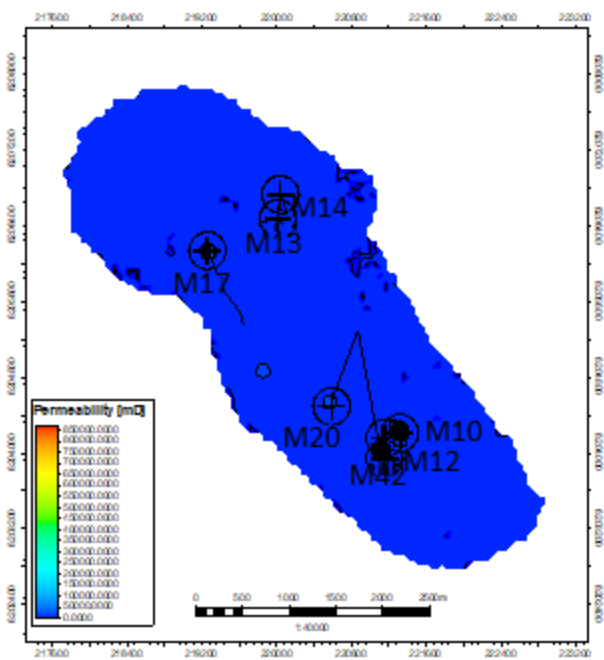


Рисунок 7.1.8 – Карта КН Ю₁¹⁻²

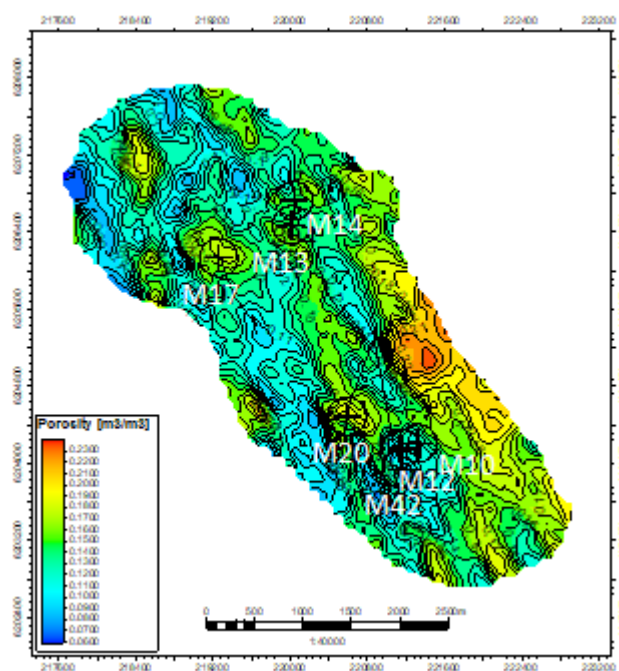


Рисунок 7.1.9 – Карта средней пористости Ю₁МУ

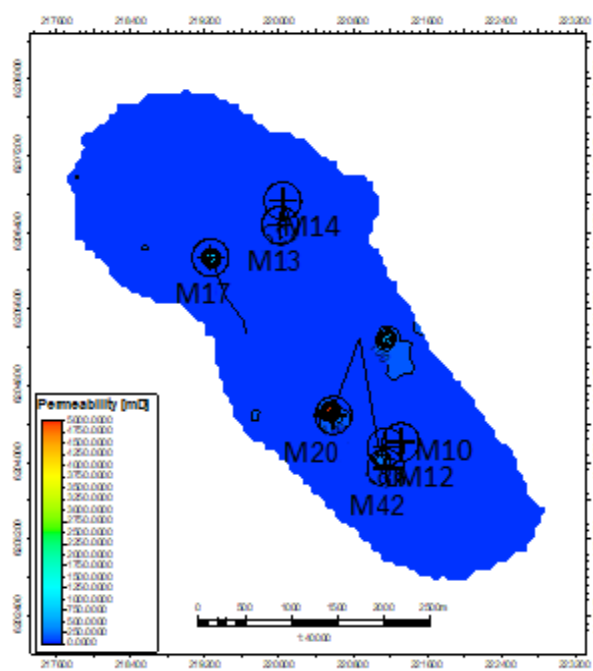


Рисунок 7.1.10 – Карта КН Ю₁МУ

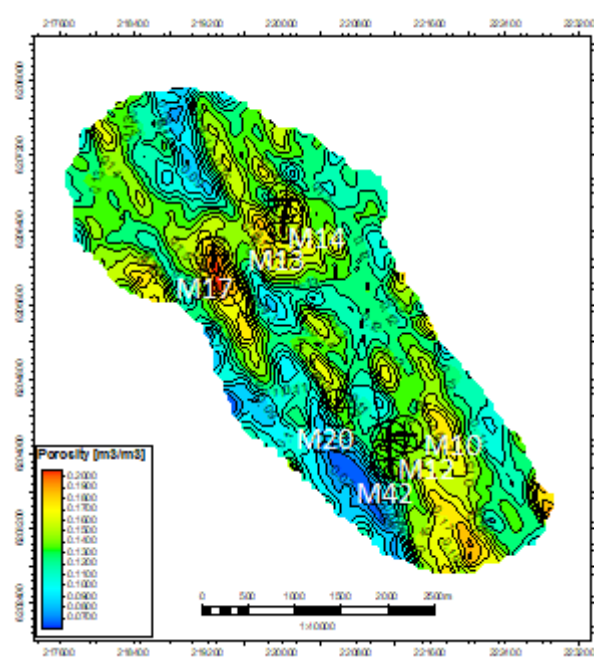


Рисунок 7.1.11 – Карта средней пористости Ю₁³⁻⁴

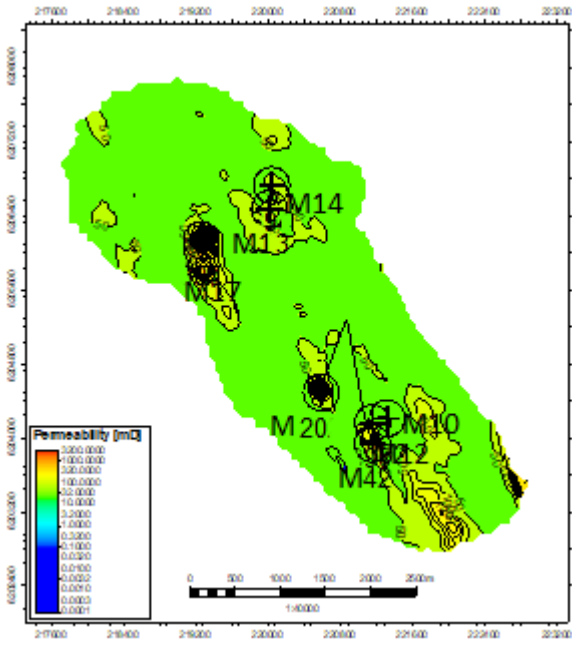


Рисунок 7.1.12 – Карта КН Ю₁³⁻⁴

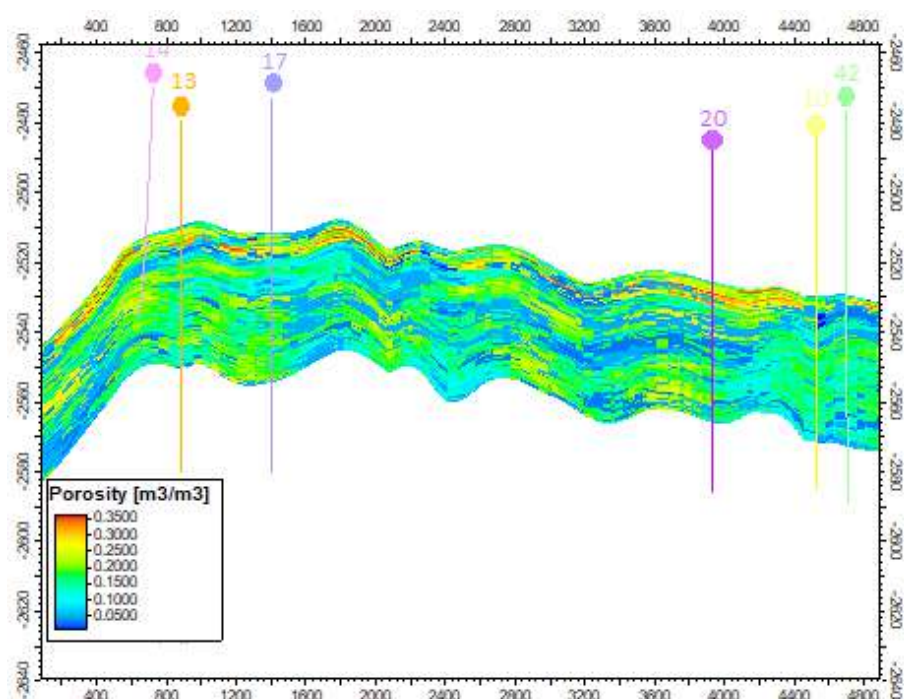


Рисунок 7.1.13 – Распределение пористости

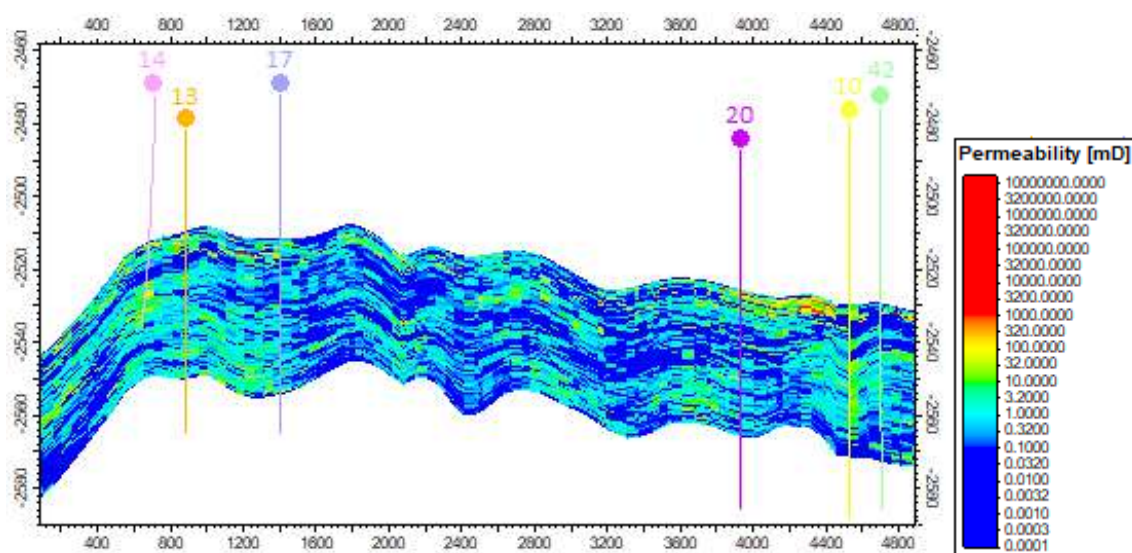


Рисунок 7.1.14 – Распределение проницаемости

Насыщенность распределялась как высота над уровнем свободной воды с помощью J-функции. Водонефтяной контакт определен в ходе комплексного исследования на и равен 2552 м. Во время сравнения водонасыщенности керна и рассчитанной водонасыщенности был определен свободный уровень воды. Основные коэффициенты и J-функция получены при анализе керна скважин M12 и M13 (Рисунок 7.1.15.).

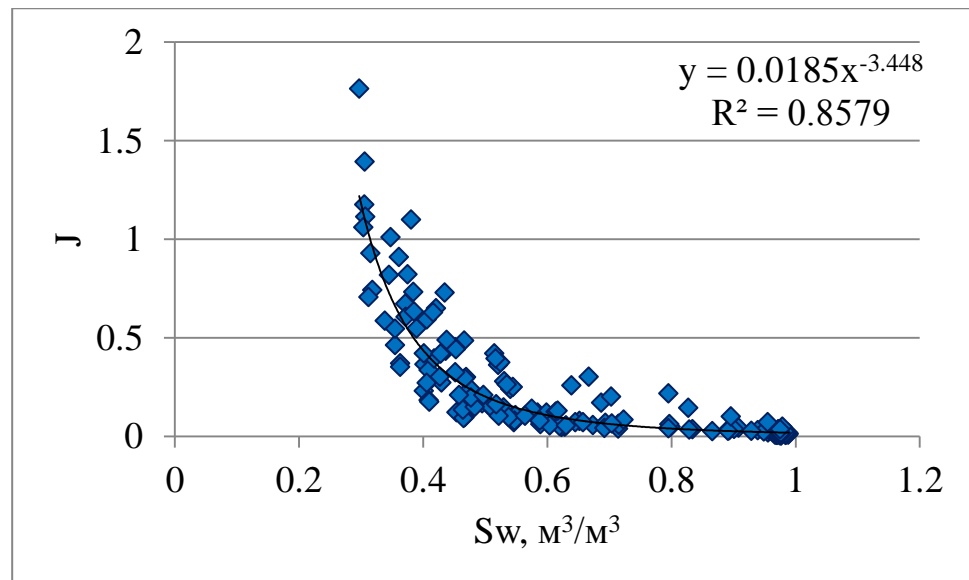


Рисунок 7.1.15 – Диаграмма «J-функция»

Затем, уровень свободной воды был определен при помощи подбора данной величины и сравнения водонасыщенности по керну и рассчитанной водонасыщенности через J-функцию. Уровень свободной воды установлен на абсолютной отметке -2552 м (Рисунок 7.1.16).

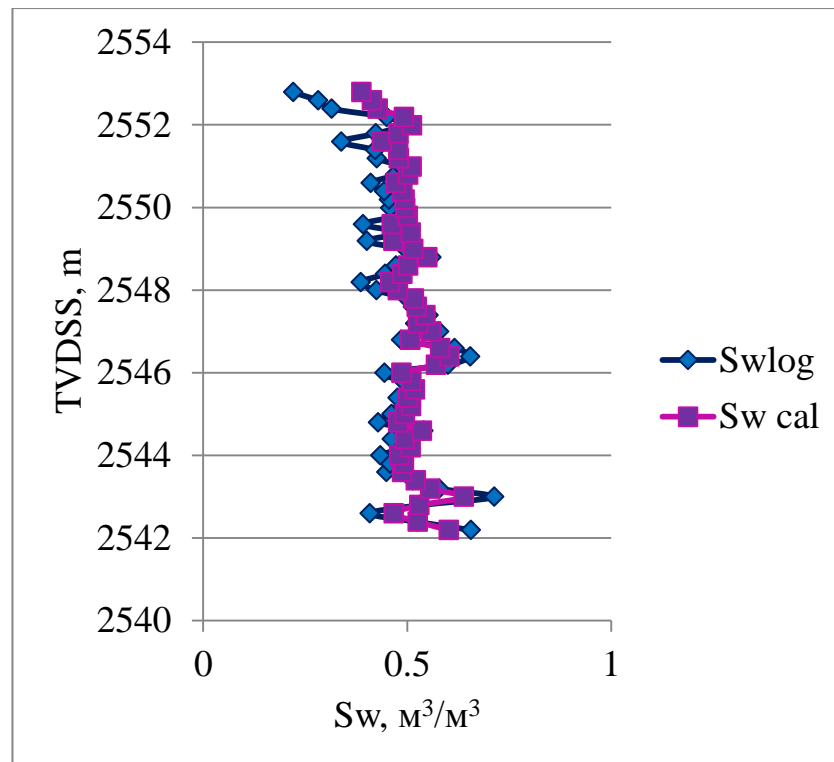


Рисунок 7.1.16 – Сравнение водонасыщенности по керну и рассчитанной водонасыщенности

В результате расчетов подготовлены карты песчанистости и эффективных толщин (Рисунок 7.1.17.; Рисунок 7.1.18.; Рисунок 7.1.19.; Рисунок 7.1.20.; Рисунок 7.1.21.; Рисунок 7.1.22.). Карта геологических запасов изображена на Рисунке 7.1.23.

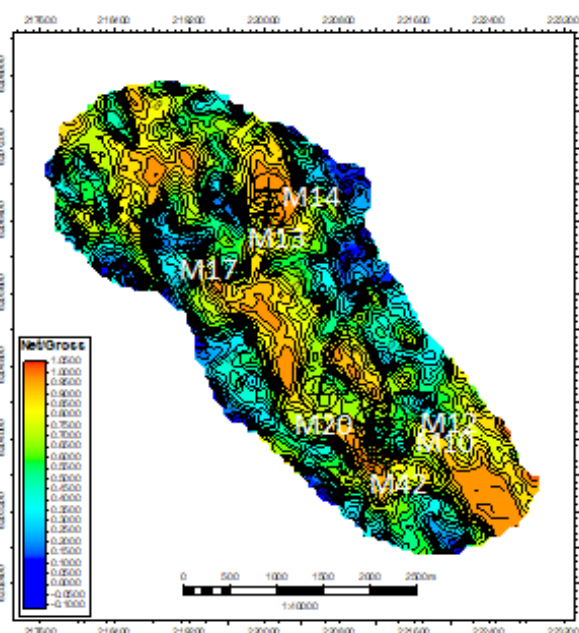


Рисунок 7.1.17 – Карта песчанистости
 $Ю_1^{1-2}$

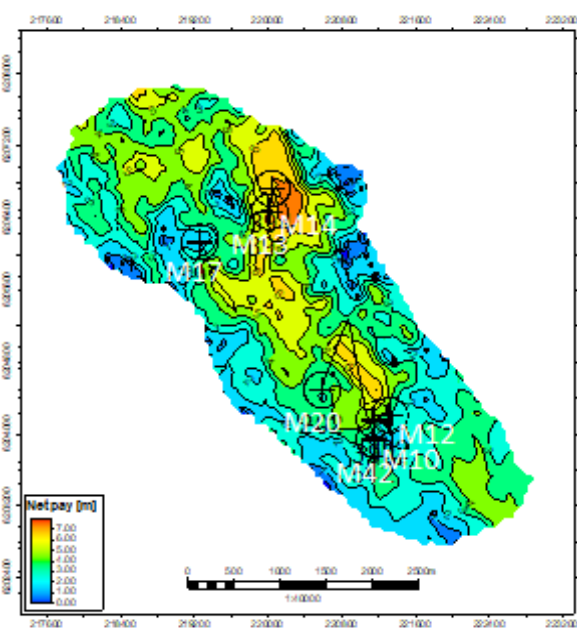


Рисунок 7.1.18 – Карта эффективных
толщин $Ю_1^{1-2}$

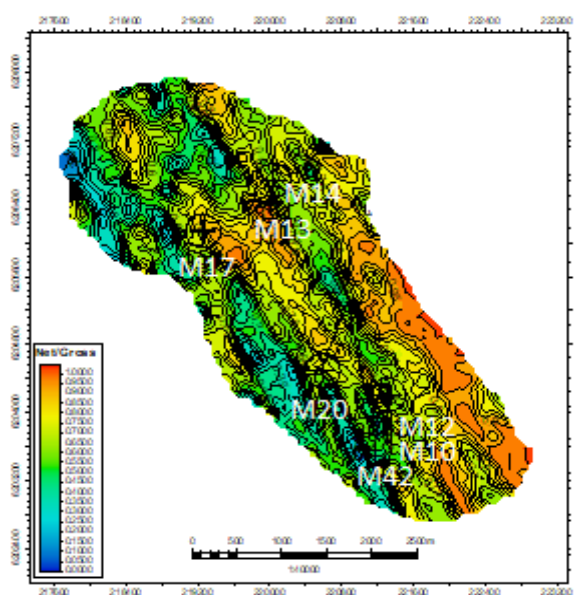


Рисунок 7.1.19 – Карта песчанистости
 $Ю_1MU$

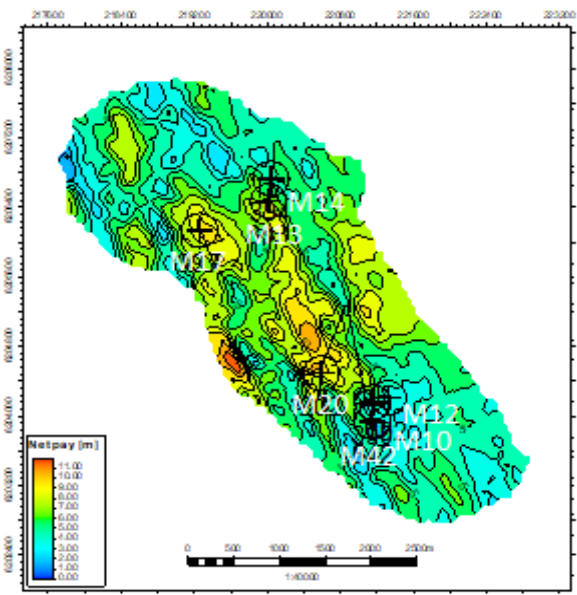


Рисунок 7.1.20 – Карта эффективных
толщин $Ю_1MU$

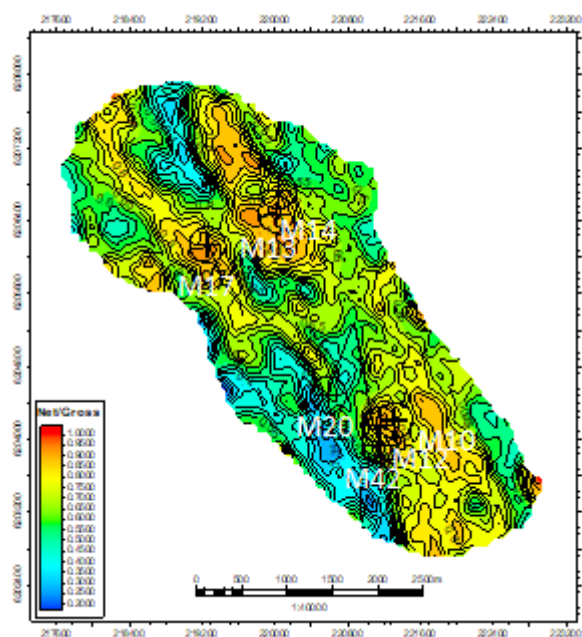


Рисунок 7.1.21 – Карта песчаности
 $Ю_1^{3-4}$

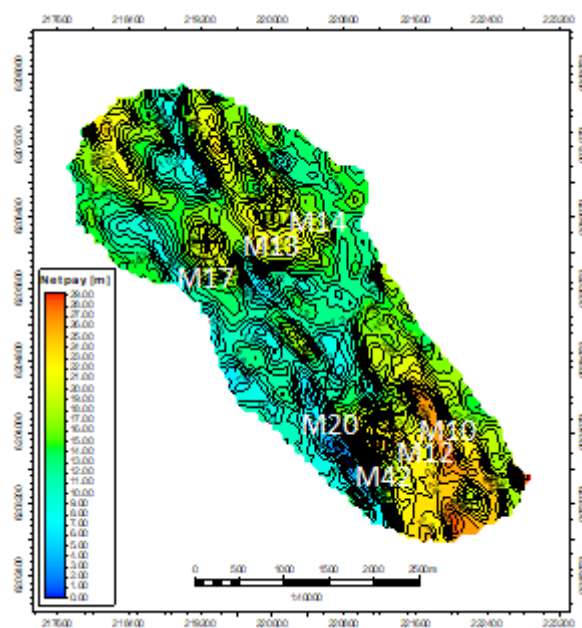


Рисунок 7.1.22 – Карта эффективных
толщин $Ю_1^{3-4}$

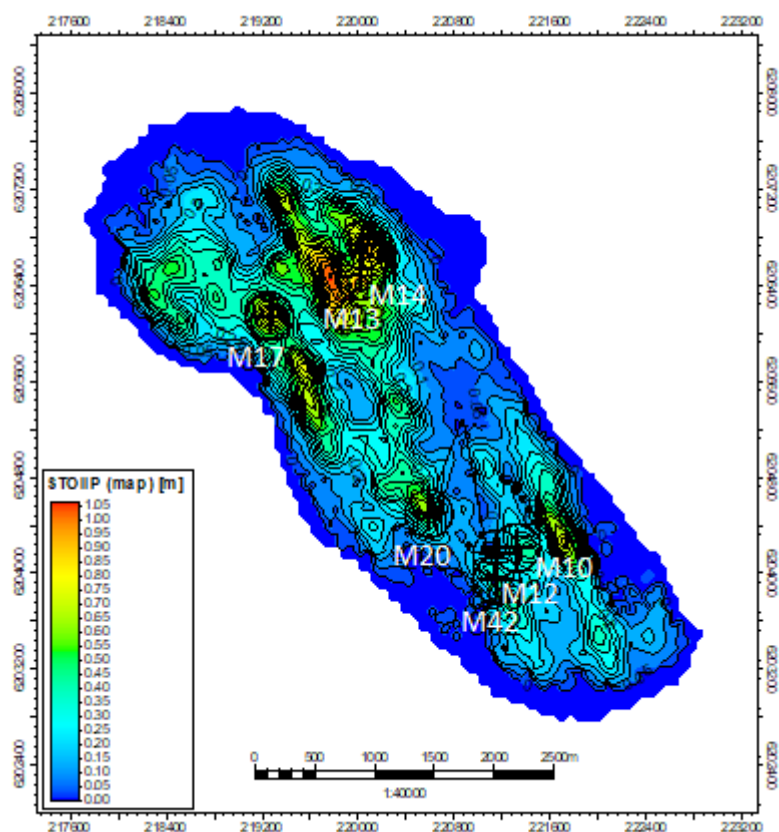


Рисунок 7.1.23 – Карта запасов нефтяного месторождения М

В процессе геологического моделирования расчет геологических запасов и средних величин произведен (Таблица 5)

Таблица 5 – Характеристики, полученные в процессе создания геологической модели

Интервал	Средняя пористость, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Средняя проницаемость, мД	Песчанистость	Запасы* 10^6 , м^3
Ю ₁ ¹⁻²	0,140	4,98	0,49	2
Ю ₁ МУ	0,138	3,87		2
Ю ₁ ³⁻⁴	0,130	2,84		3

7.2 Комплексный подход

Комплексный подход, использованный в работе, предполагал всестороннее изучение керна с созданием седиментологических колонок, изучение шлифов в параллельных и скрещенных николях, а также ультрафиолетовом свете с использованием методов, таких как лито-петрографический и люминесцентной микроскопии.

Основываясь на подробном описании керна, становится очевидным, что интервал Ю₁¹⁻² васюганской свиты не является коллектором, в то время как при петрофизическом подходе данный интервал соответствует перспективному коллектору на обнаружение углеводородов.

Для группы песчаников выявлены две зависимости для расчета проницаемости в связи с тем, что песчаники нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта отличаются по свойствам (Рисунок 7.2.1.).

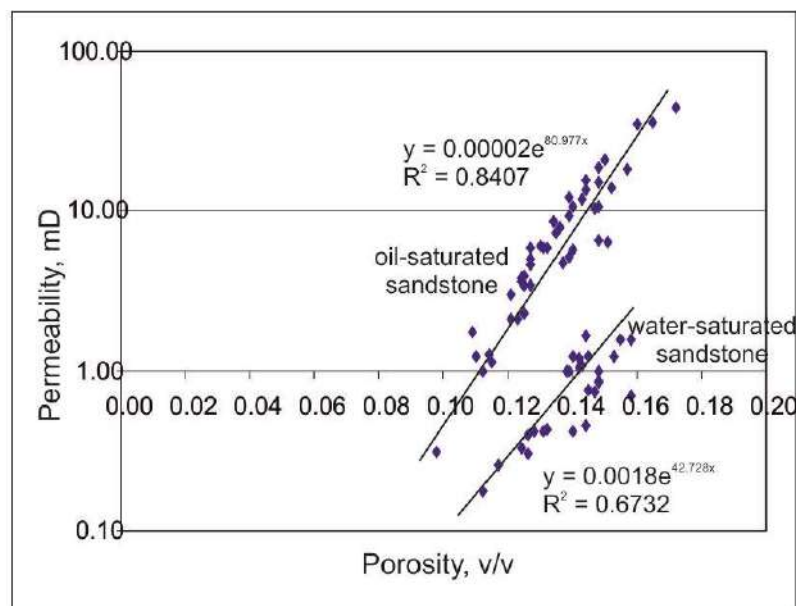


Рисунок 7.2.1 – Зависимости для нефте- и водонасыщенных песчаников

Анизотропия в зависимости от глубины приведена на Рисунках 7.2.2., 7.2.3. и 7.2.4. Анализ данных керна интервала Ю₁³⁻⁴ показал, что свойства коллектора лучше в верхней части нефтенасыщенного коллектора.

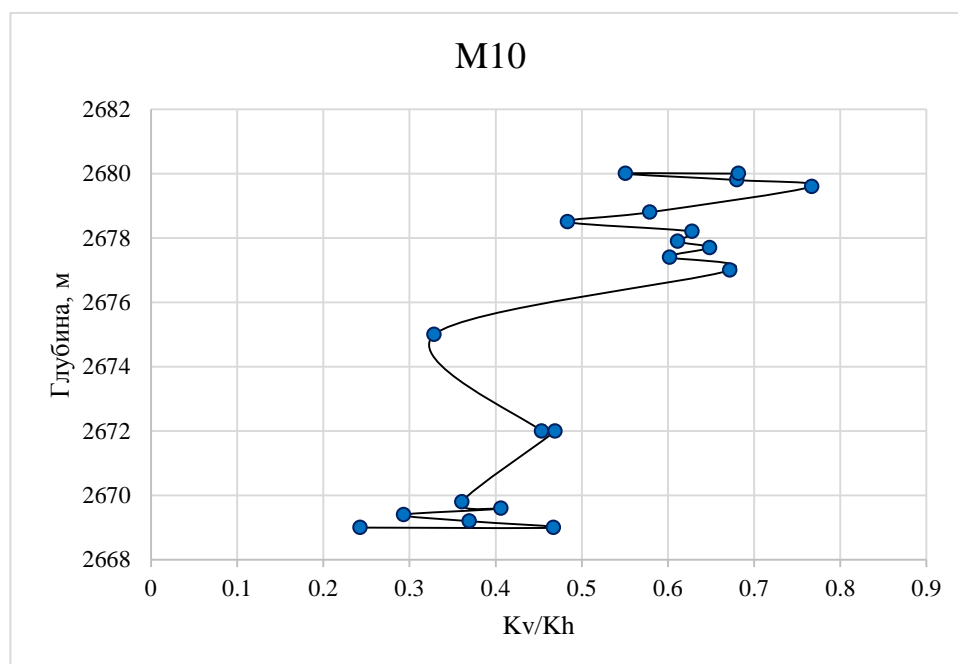


Рисунок 7.2.2 – Анизотропия в зависимости от глубины. Скважина М10

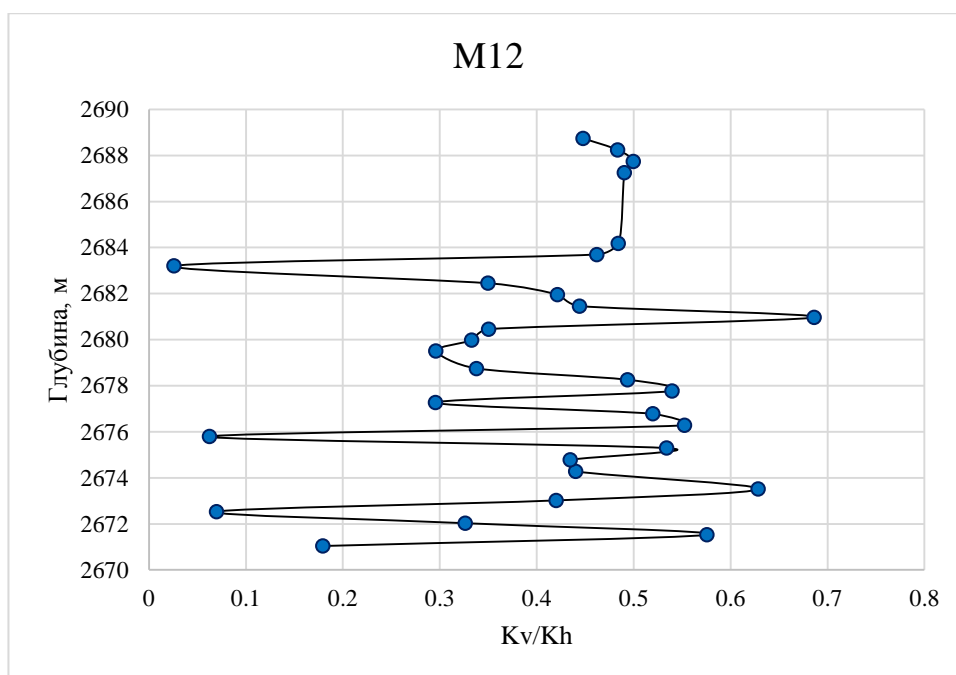
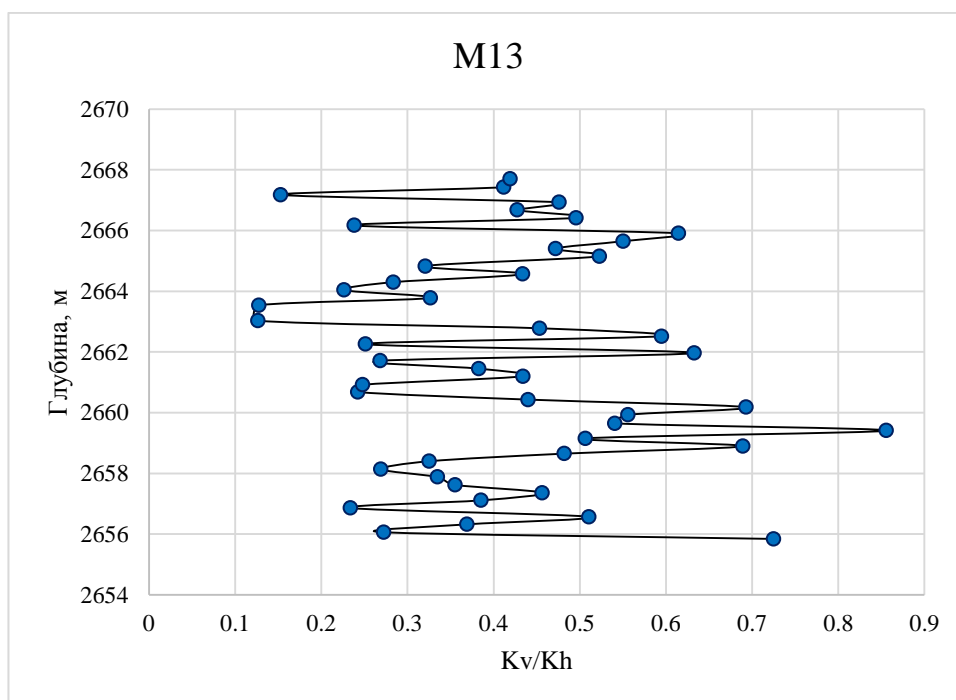


Рисунок 7.2.3 – Анизотропия в зависимости от глубины. Скважина М12



Результаты капиллярметрии показали, что средний радиус пор в нефтенасыщенных песчаниках больше и составляет 8 микрон, в то время как в водонасыщенных песчаниках средний радиус пор составляет 2-4 микрона.

Капиллярные кривые для нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников отличны (Рисунок 7.2.5.; Рисунок 7.2.6.). Данная разница взята во внимание в процессе моделирования.

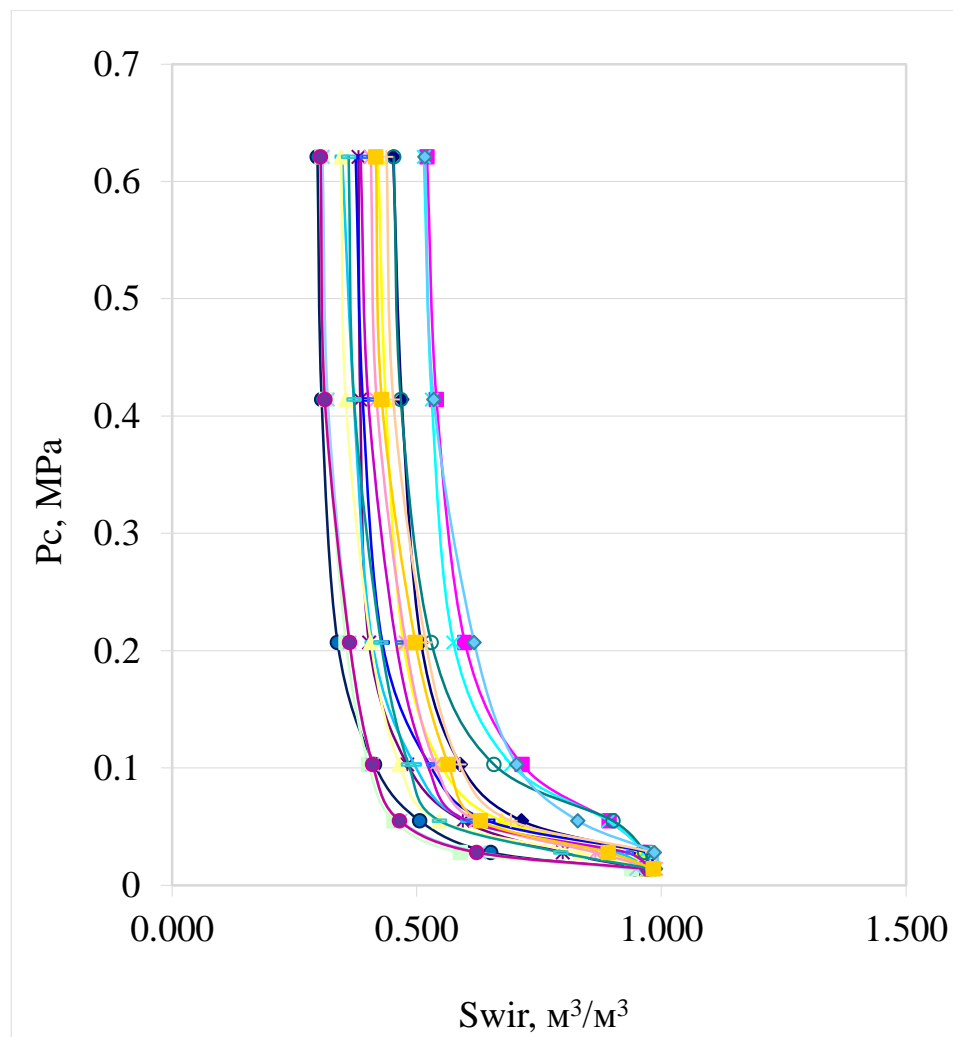


Рисунок 7.2.5 – Капиллярные кривые для нефтенасыщенного песчаника

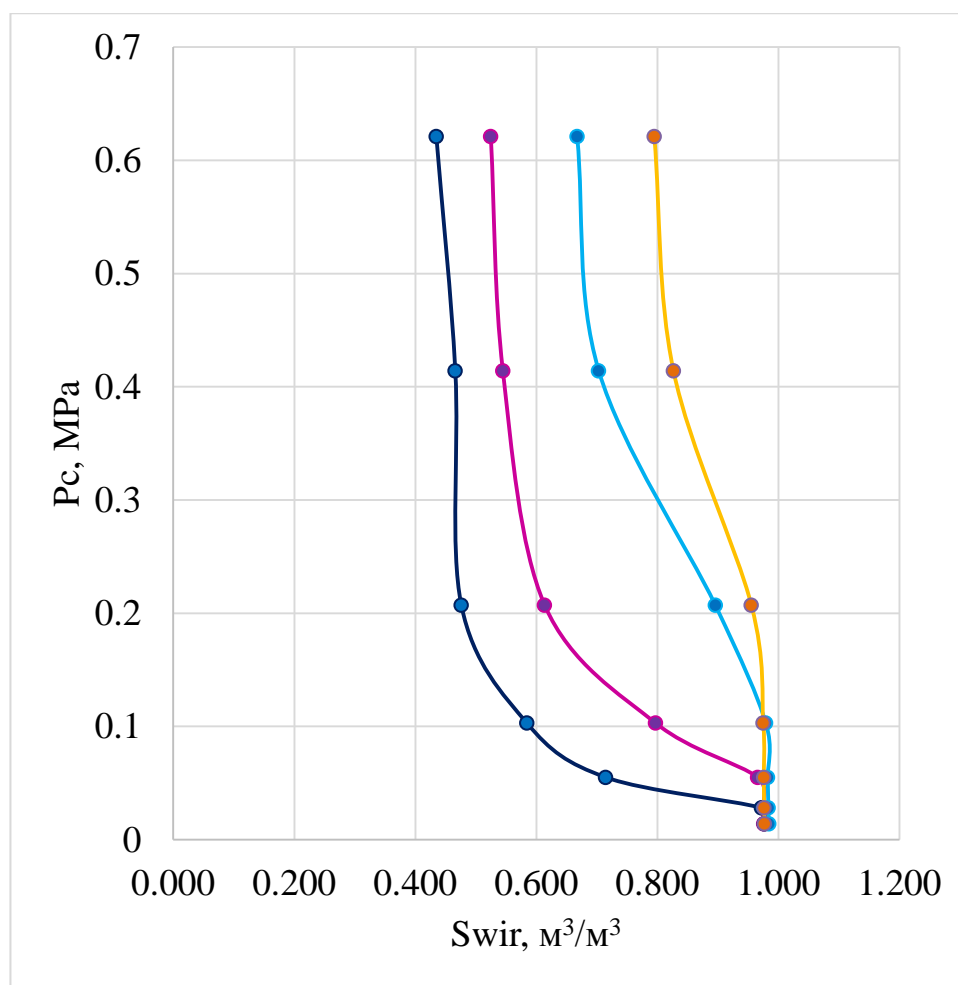


Рисунок 7.2.4 – Капиллярные кривые для водонасыщенного песчаника

Данные различия в капиллярных кривых свидетельствуют о том, что на распределение свойств в коллекторе влияют также диагенетические процессы, не связанные с условиями осадконакопления.

Как видно из соотношения K_v/K_h , описывающее соотношение между вертикальной и латеральной проницаемостью, важно учитывать в пределах целевого интервала. Это может быть объяснено высокой неоднородностью, связанной с тонким переслаиванием песчаника, алевролита и аргиллита, а также диагенетическими изменениями.

Целевым интервалом для моделирования является пласт $Ю_1^{3-4}$. Средняя мощность пласта составляет 24,3 м. В процессе разбиения толщи на слои в связи с высокой неоднородностью пласта, вертикальный размер ячейки

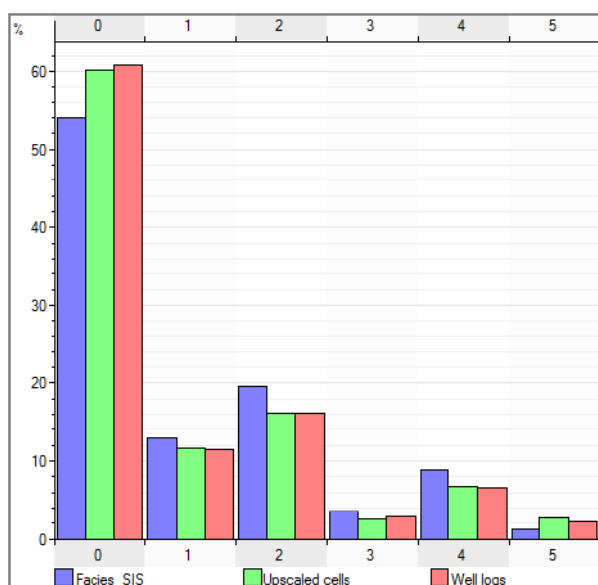
составляет 0,5 м. Количество слоев, полученных при расчетах, равно 50. Общее число ячеек сетки в модели составляет 477950 (Таблица 6).

Таблица 6 – Основные характеристика сетки

Интервал	Средняя мощность, м	Количество слоев	Азимут	Размер ячейки	Количество ячеек
Ю ₁ ³⁻⁴	24,3	50	340	50*50	477950

Фации были распределены с помощью последовательного индикаторного метода. Основными литотипами, которые были определены, являются песчаник, алевролит, алевро-аргиллит, карбонатизированные интервалы и уголь. Более того, основываясь на петрофизических зависимостях, песчаник подразделяется на водонасыщенный и нефтенасыщенный. Гистограммы для масштабированных ячеек и каротажей изображены на Рисунке 7.2.5.

После моделирования фаций было выполнено распределение петрофизических свойств: пористости, проницаемости и насыщения). Основным подходом является стохастическое моделирование.

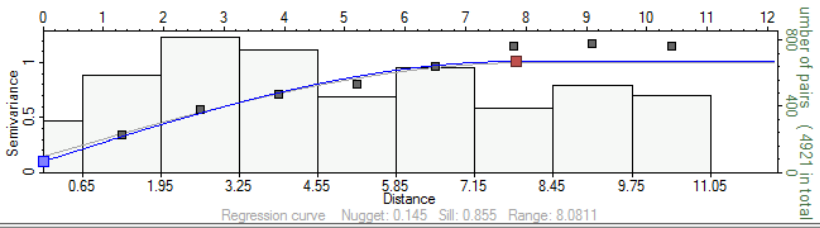


- 0-Нефтенасыщенный песчаник;
- 1-Алевролит;
- 2- Водонасыщенный песчаник;
- 3-Алевро-аргиллит;
- 4-Карбонатизированные интервалы;
- 5-Уголь.

Ю₁³⁻⁴

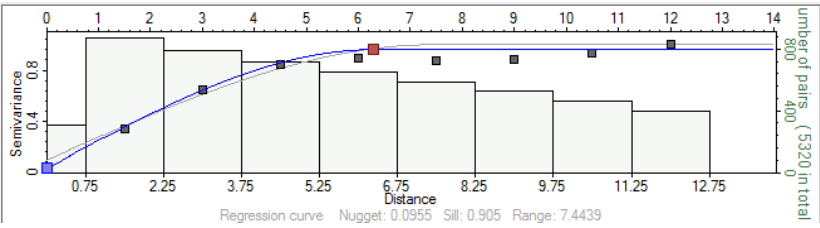
Рисунок 7.2.5 – Гистограмма распределения фаций пласта Ю₁³⁻⁴

Семивариограммы, отражающие основные параметры распределения свойств в модели, приведены на Рисунках 7.2.6. и 7.2.7. Пропорция фаций и распределение фаций в разрезе отражены на Рисунке 7.2.8.



Structure 1	
Type	Spherical ▼
Sill	0.9125
Major range	1160.831
Minor range	500
Vertical range	7.829

Рисунок 7.2.6 – Семивариограмма для нефтенасыщенного песчаника



Structure 1	
Type	Spherical ▼
Sill	0.9415
Major range	548.906
Minor range	509.911
Vertical range	6.287

Рисунок 7.2.7 – Семивариограмма для водонасыщенного песчаника

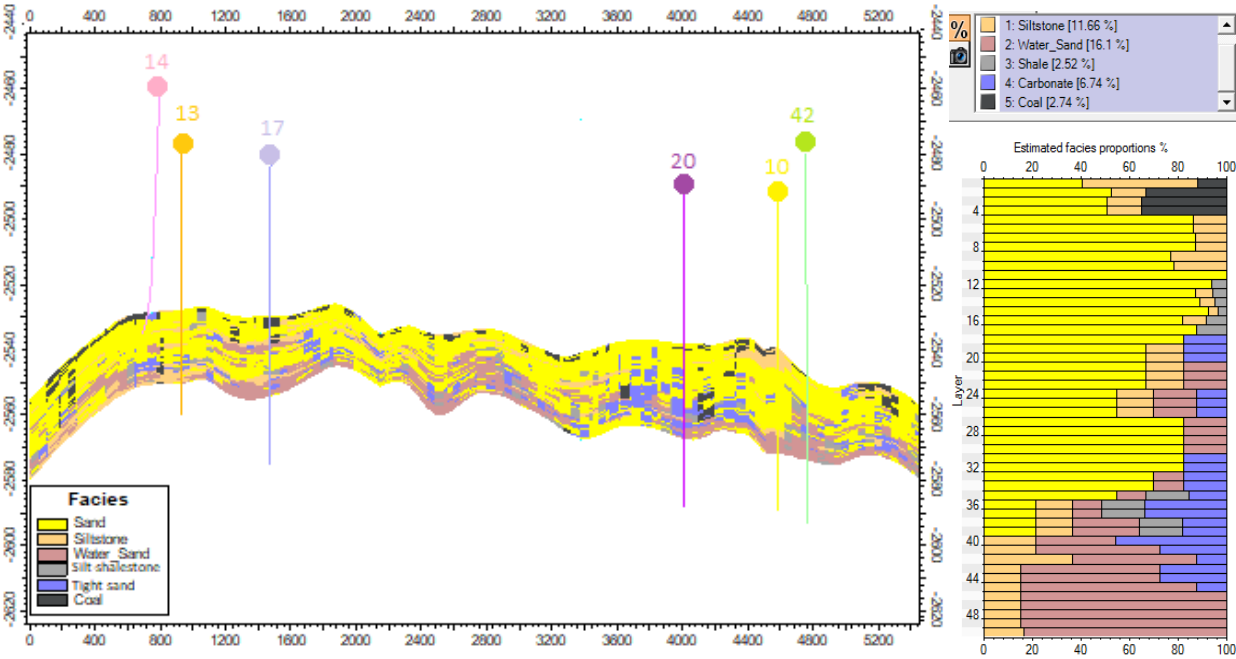


Рисунок 7.2.8 – Пропорция фаций и фации в разрезе

При масштабировании арифметическое среднее значение и средняя геометрическая проницаемость были применены. Пористость распределялась с помощью последовательного гауссова метода для песчаника и алевролита, а для алевроаргиллита, карбонатизированных интервалов и угля использовались принятые значения. Проницаемость была распределена с помощью кокрикинга. В вариограммах для пористости и проницаемости использовались нормальные и логарифмические преобразования. Гистограммы распределения пористости и проницаемости изображены на Рисунке 7.2.9.

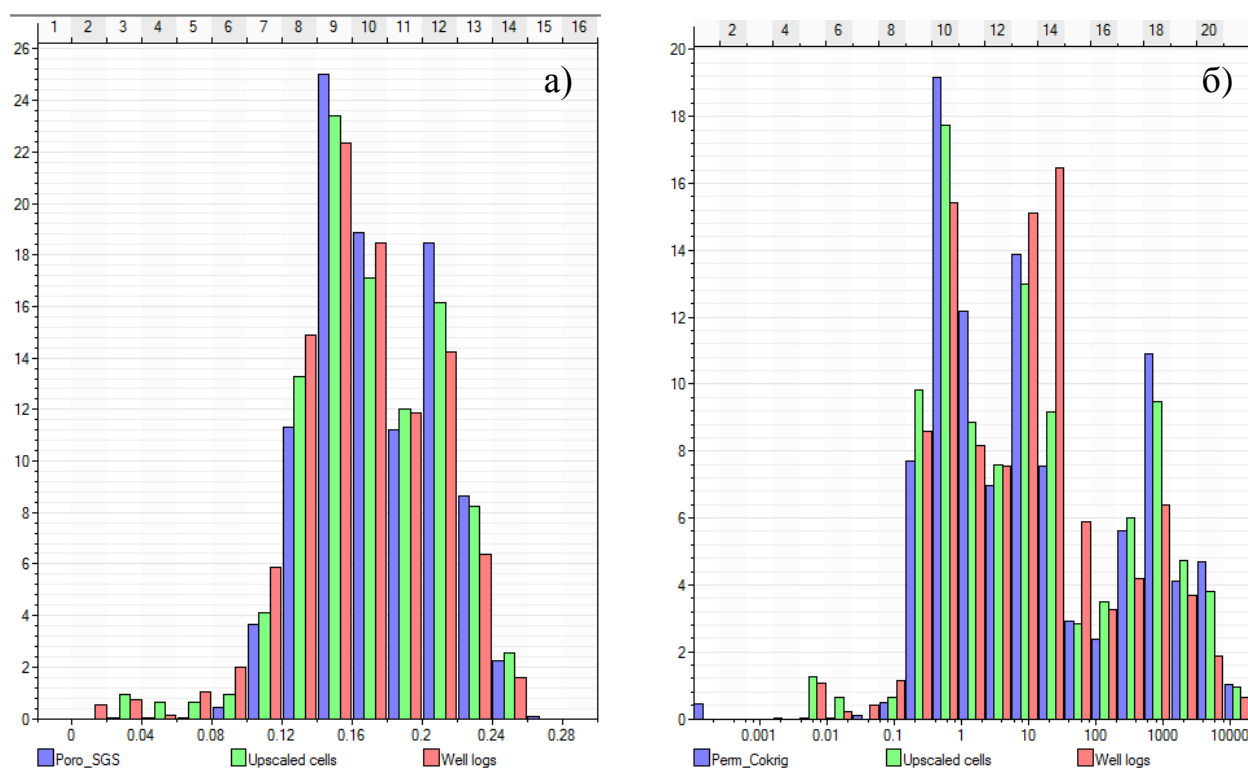


Рисунок 7.2.9 – Гистограммы распределения пористости (а) и проницаемости (б)

Карты средней пористости и карты КН (проницаемость, умноженная на эффективные толщины) изображены на Рисунках 7.2.10. и 7.2.11. Распределение пористости (Рисунок 7.2.12.) и проницаемости (Рисунок 7.2.13.) приведены в разрезе для пласта Ю₁³⁻⁴.

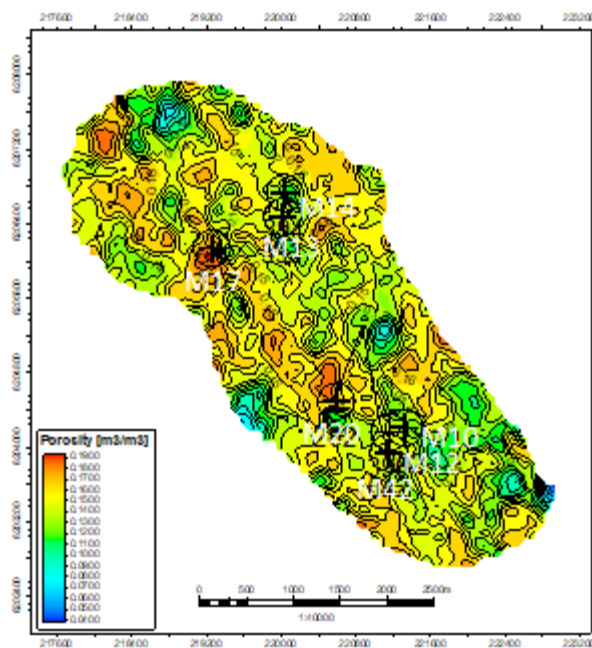


Рисунок 7.2.10 – Карта средней пористости Ю₁³⁻⁴

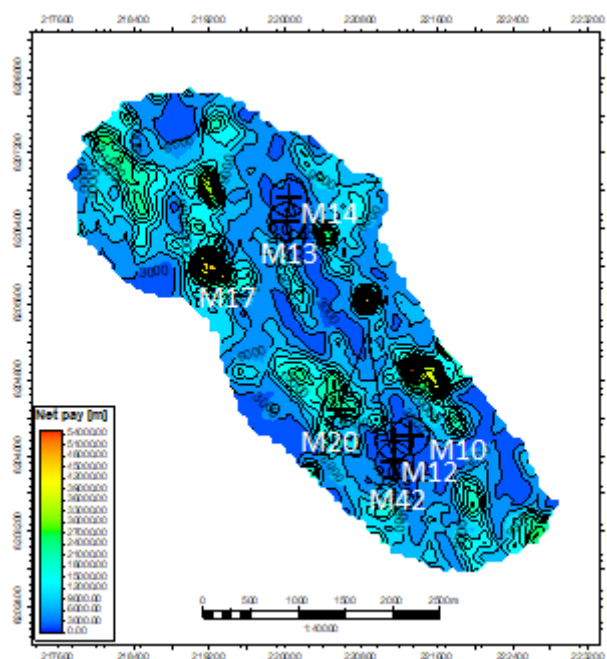


Рисунок 7.2.11 – Карта КН Ю₁³⁻⁴

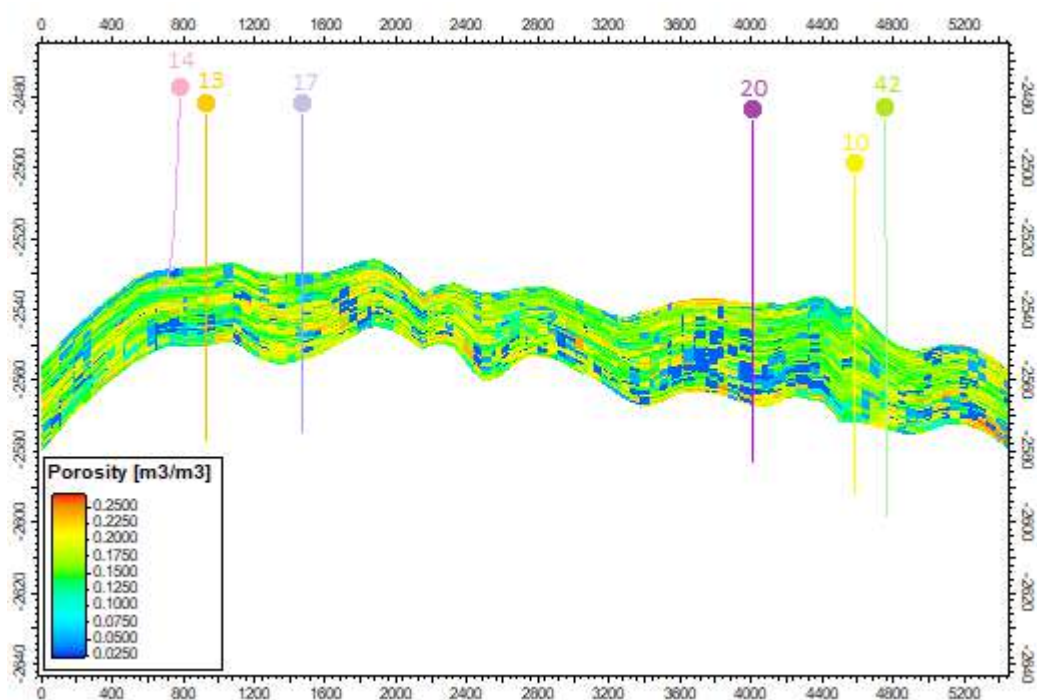


Рисунок 7.2.12 – Распределение пористости

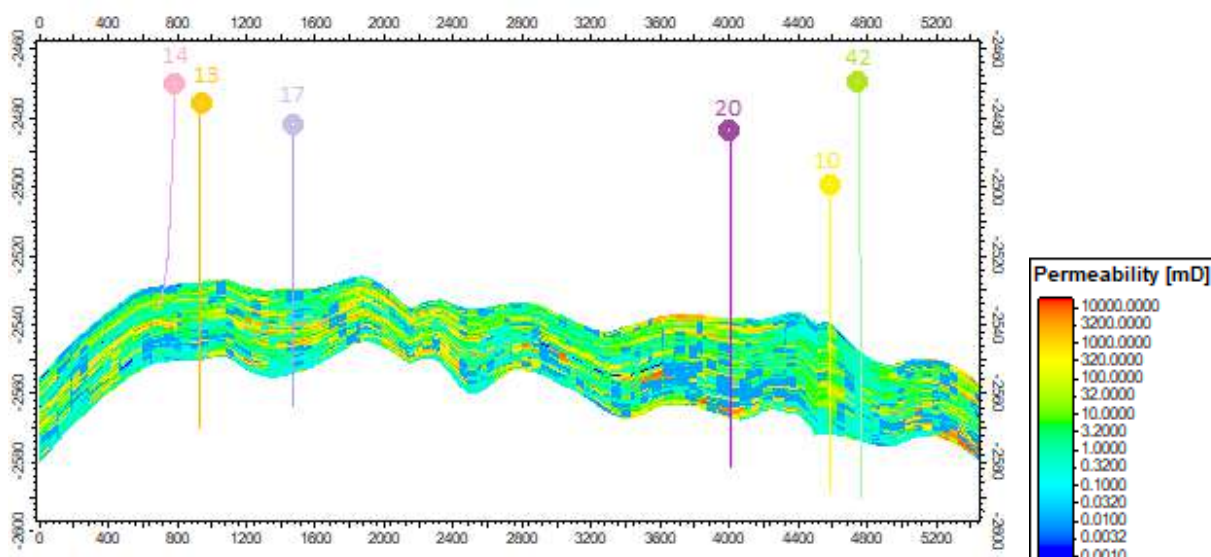


Рисунок 7.2.13 – Распределение проницаемости

Насыщенность распределялась как высота над уровнем свободной воды с помощью J-функции. Водонефтяной контакт определен в ходе комплексного исследования на и равен 2552 м. Во время сравнения водонасыщенности керна и рассчитанной водонасыщенности был определен свободный уровень воды. Основные коэффициенты и J-функция получены при анализе керна скважин M12 и M13 (Рисунок 7.2.14).

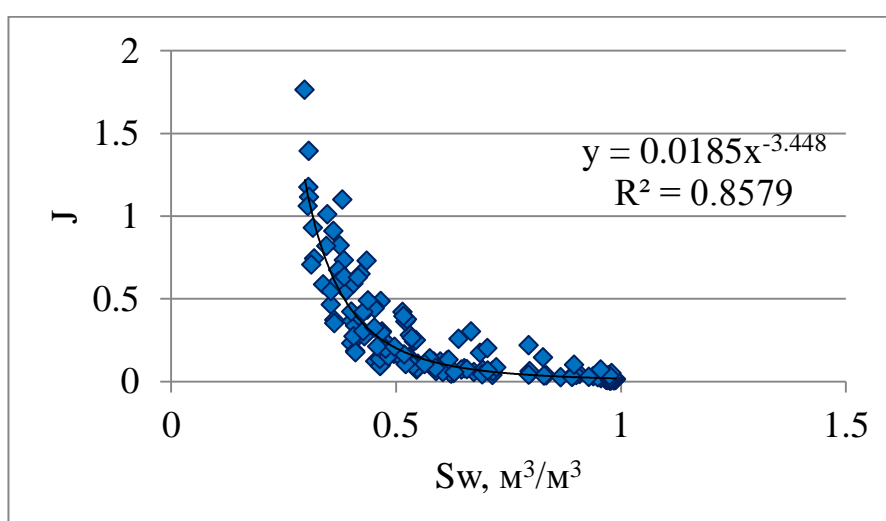


Рисунок 7.2.14 – Диаграмма «J-функция»

Затем, уровень свободной воды был определен при помощи подбора данной величины и сравнения водонасыщенности по керну и рассчитанной водонасыщенности через J-функцию. Уровень свободной воды установлен на абсолютной отметке -2552 м (Рисунок 7.2.15) [30].

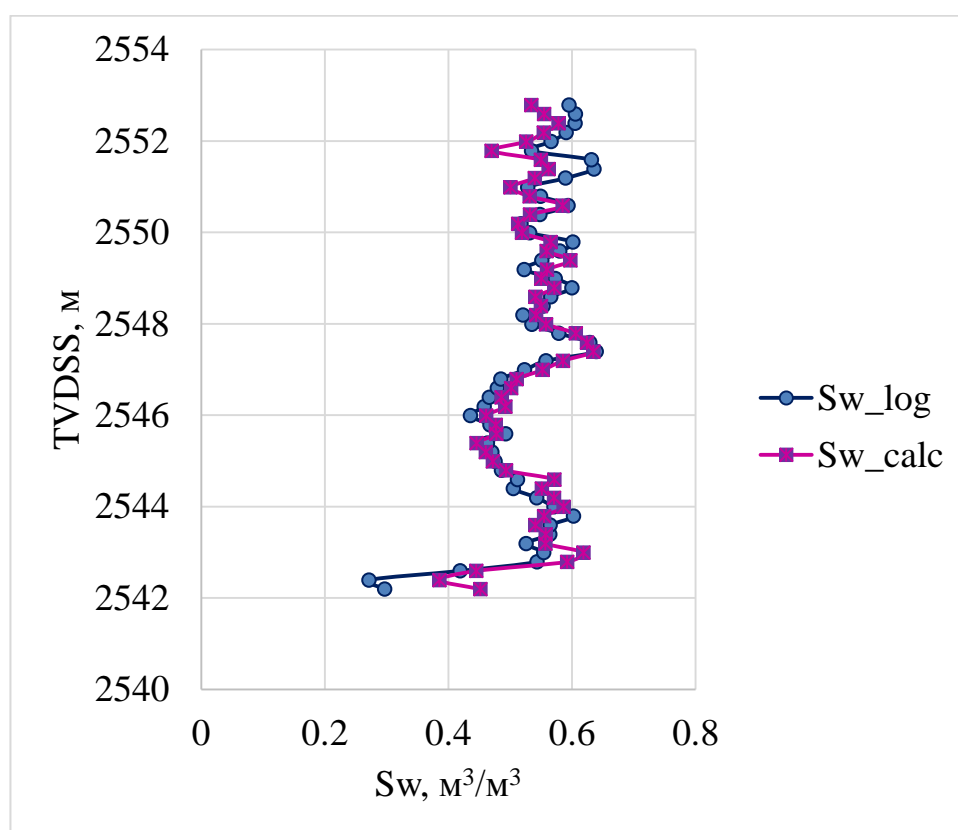


Рисунок 7.2.15 – Сравнение водонасыщенности по керну и рассчитанной водонасыщенности

В результате расчетов подготовлены карты песчанистости и эффективных толщин (Рисунок 7.2.16.; Рисунок 7.2.17). Карта геологических запасов изображена на Рисунке 7.2.18.

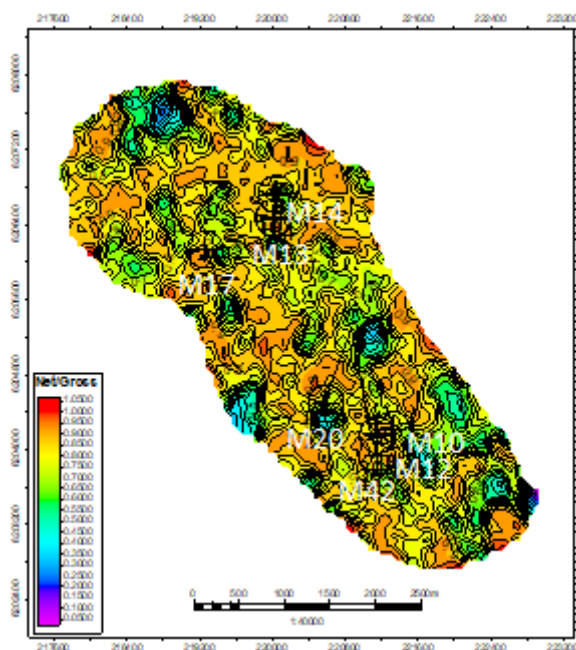


Рисунок 7.2.16 – Карта
песчанистости Ю₁³⁻⁴

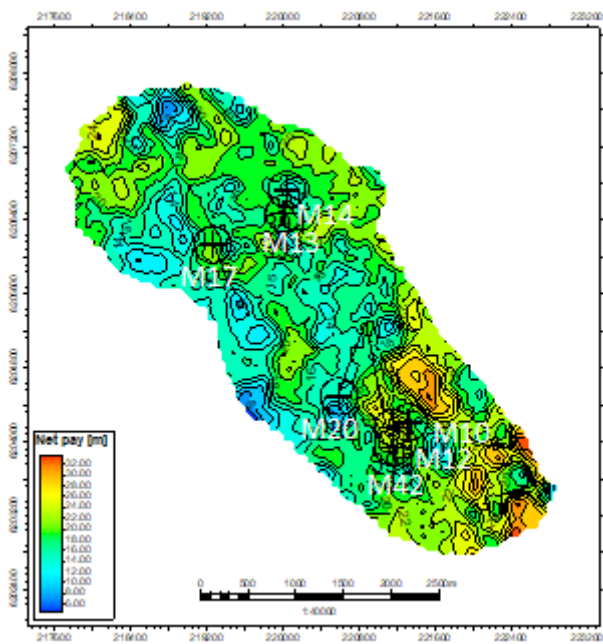


Рисунок 7.2.17 – Карта эффективных
толщин Ю₁³⁻⁴

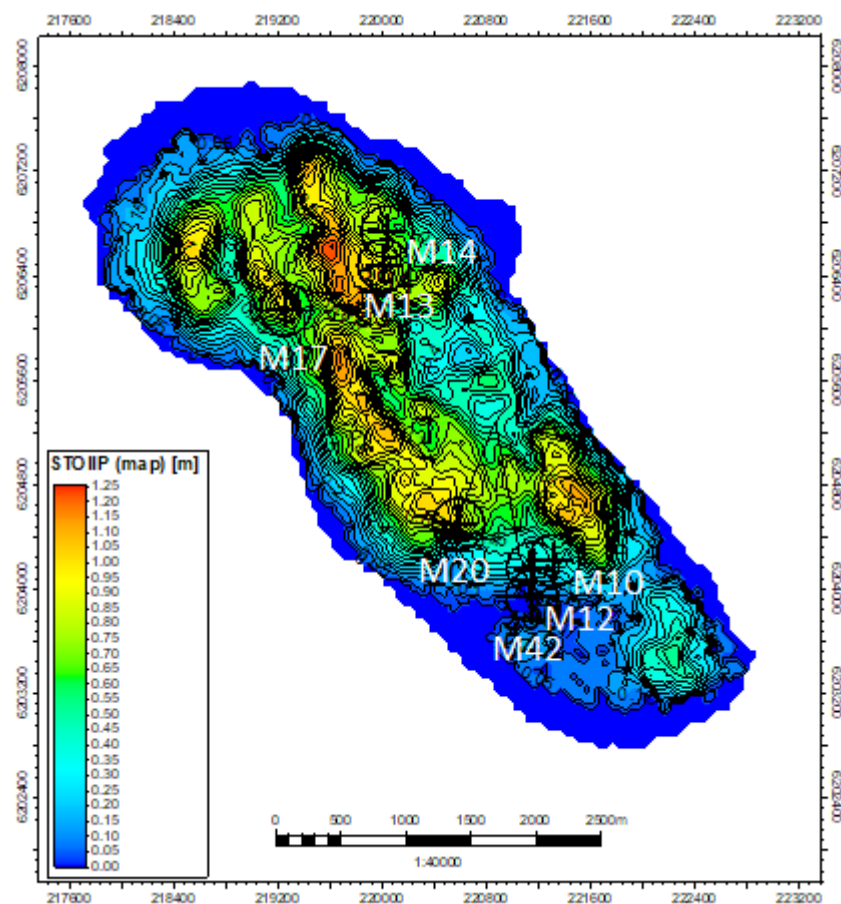


Рисунок 7.2.18 – Карта запасов

В процессе моделирования определены геологические запасы, а также средние величины (Таблица 7).

Таблица 7 – Характеристики, полученные в процессе создания геологической модели

Интервал	Средняя пористость, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Средняя проницаемость, мД	Песчанистость	Запасы* 10^6 , м^3
Ю ₁ ³⁻⁴	0,146	6,36	0,53	5

8 Септариевые горизонты

При седиментологическом изучении керна скважин в верхах васюганской (наунакской) свиты были описаны специфические септариевые горизонты, оказывающие значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород, и соответственно, играющие значительную роль при подсчете геологических запасов. Следует отметить, что ранее, на месторождении М никто не занимался изучением септариевых интервалов, возраст которых келловей-оксфорд.

Септариевые горизонты и сульфидные конкреции являются маркирующим горизонтом и играют значительную роль в корреляции и расчленении толщ. К септариям относят карбонатные конкреции с крупными трещинами радиального и тангенциального направления. Карбонатные минералы заполняют трещины, ориентированные параллельно и перпендикулярно напластованию. Из карбонатных минералов преобладает микрокристаллический и пелитоморфный кальцит и доломит. Доломит характеризуется высоким содержанием органического вещества. Карбонатные отложения чаще всего имеют серый или бурый цвет, однородную или конкреционную текстуру, встречаются замкнутые внутренние трещины. Септарии приурочены в большинстве случаев к глинистым отложениям, а также к отложениям предфронтальной зоны пляжа (песчаники и алевро-песчаники) (Рисунок 8.1.). Первоначально осаждение карбонатных минералов привело к сокращению порового пространства, что в свою очередь привело к незначительному сокращению проницаемости [31, 32].



Рисунок 8.1 – Септарии в породах васюганской свиты месторождения М

Сульфидные минералы представлены преимущественно пиритом (Рисунок 8.2.). Спектр, полученный в результате изучения вещества на электронном микроскопе представлен на Рисунке 8.3.

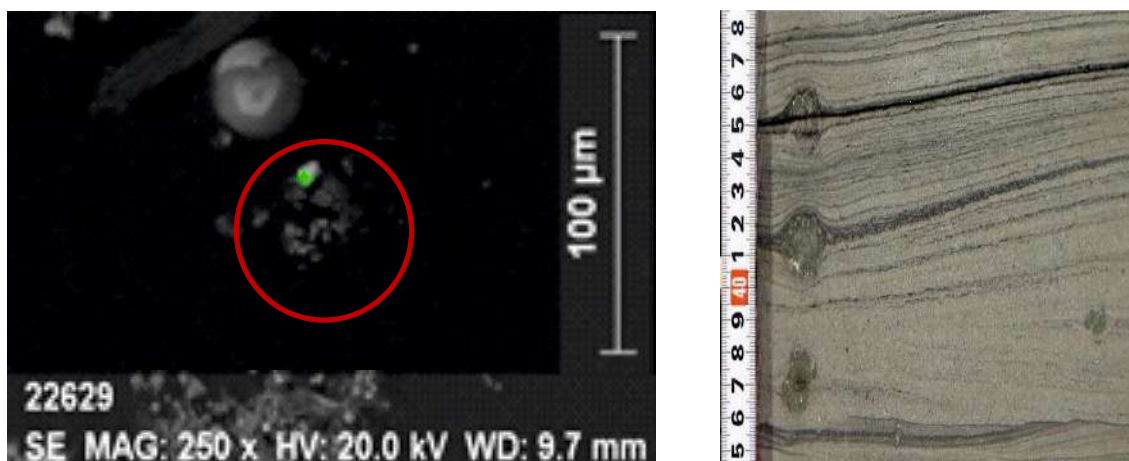


Рисунок 8.2 – Пирит под электронным микроскопом и в керне

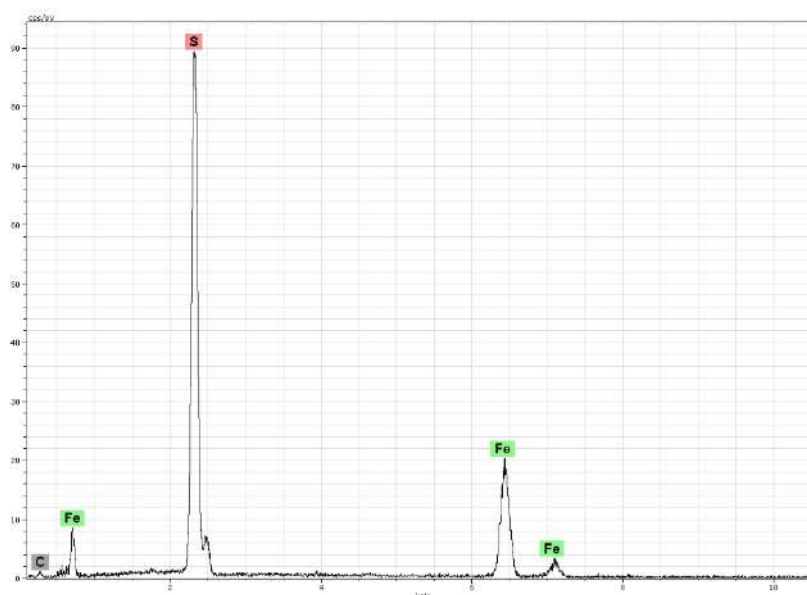


Рисунок 8.3 – Спектр пирита

В большинстве случаев исследователи относили конкреционные прослои и карбонатизированные прослои к малопроницаемым и непроницаемым интервалам. Септариевые прослои в изучаемых отложениях имеют мощность до 1 м. Таким образом, в геологическом моделировании данные интервалы должны быть рассмотрены как малопроницаемые, по аналитическим расчетам латеральную проницаемость следует сократить на 50%, в то время как вертикальную следует сократить на 20%. Септариевые прослои образовались в результате диагенетических преобразований [31] и являются проницаемыми для флюида.

Скорректированные каротажные диаграммы для септариевых горизонтов были загружены для построения модели, в которой данные горизонты являются проницаемыми.

Таким образом, при учете септариевых интервалов геологические запасы для пласта Ю₁³⁻⁴ с $5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ составят $5,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Оценка экономической эффективности вариантов разработки нефтяного М месторождения выполнена в соответствии с рекомендациями по проектированию разработки нефтяных месторождений [33, 34].

В процессе технико-экономического анализа проектных решений было рассмотрено три технологических варианта по объекту Ю₁³⁻⁴, отличающиеся между собой плотностью сетки располагаемых скважин и применяемыми методами увеличения нефтедобычи.

По первому варианту предусматривается бурение десяти добывающих горизонтальных, тринадцати нагнетательных скважин. По прогнозу за последующие 55 лет эксплуатации добыча нефти составит $3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Во втором варианте предлагается бурение тринадцати добывающих скважин и двадцати трех нагнетательных скважин. Предполагаемая добыча нефти за период 50 лет составит $3.13 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Третий вариант отличается от второго варианта направлением горизонтальных стволов. Фонд скважин остается тем же, добыча нефти за 50 лет разработки составит $3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Расчеты произведены в ценах 2018 года.

Экономическая оценка эффективности вариантов разработки месторождения М выполнена в условиях системы налогообложения, предусмотренной действующим законодательством Российской Федерации.

По каждому технологическому варианту разработки определены основные экономические показатели, такие как объем капитальных вложений, затрат в процессе эксплуатации, доход, получаемый в процессе добычи нефти, ЧДД, рентабельность проекта, доходность, срок окупаемости капитальных вложений и период рентабельной эксплуатации залежи. В расчетах использован коэффициент дисконтирования 10%.

Индекс доходности инвестиций (PI) был рассчитан по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (Pt + At) / (1 + E_n)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T Kt / (1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (5)$$

где Pt – прибыль за период t ;

At – амортизационные отчисления за период t ;

E_n – коэффициент дисконтирования;

Kt – капитальные вложения за период t ;

T – продолжительность проекта.

Капитальные затраты на разработку месторождения M включают в себя затраты на бурение скважин и обустройство месторождения.

Затраты на бурение скважин рассчитаны из их количества и стоимости строительства добывающей наклонно-направленной скважины с эксплуатационной колонной 168 мм. Затраты на бурение добывающей и нагнетательной скважины с эксплуатационной колонной 168 мм составляют 67,3 млн. руб., в то время как стоимость горизонтальной скважины была принята в размере 108 млн. руб.

Во всех вариантах предусматривается бурение трех водозаборных скважин. Так как месторождение находится в разработке с 2007 г., на месторождении уже существует наземная инфраструктура, включающая в себя основные объекты такие как трубопровод, внутрипромысловые автодороги, дорога до причала. На этом основании затраты на обустройство не учитывались в виде денежных потоков, но учитывались при расчете амортизации и налога на имущество. Более того учитывались затраты на обустройство, связанные со строительством новых кустов.

Затраты на обустройство месторождения определены на основе представленного перечня направлений объектов обустройства: затраты на геологоразведочные работы, строительство кустовых оснований, затраты на оборудование для утилизации газа, природоохранные мероприятия, автоматизация, оборудование для добычи нефти, транспорт нефти,

электроснабжение, другие затраты [33, 34].

Эксплуатационные затраты на месторождении М предусматривают обслуживание скважин и их капитальный ремонт, электроснабжение, поддержка пластового давления, сбор и транспортировка углеводородов, амортизация, технологическая подготовка нефтепродуктов. В свою очередь затраты на обслуживание скважин включают в себя оплату труда, производственные расходы, расходы на эксплуатацию оборудования.

Расходы, предусмотренные на капитальный ремонт скважин, определяются, исходя из действующего фонда скважин, межремонтного периода, величина принята равной 4,5 годам для добывающих скважин и 7,6 лет для нагнетательных скважин.

Расходы, связанные с поддержанием пластового давления, включают в себя затраты на обслуживание нагнетательных скважин, а также затрат на закачку воды.

В зависимости от объемов добываемых углеводородов будут рассчитаны расходы на транспортировку нефти, а также ее технологическая подготовка.

При расчете амортизационных отчислений учтены капитальные затраты, понесенные недропользователем в 2005-2016 гг.

Ликвидационный фонд формируется за счет ежегодных отчислений. Основываясь на мировой практике, размер ликвидационного фонда был принят в размере 10% от капитальных затрат. Затраты на ликвидацию месторождения были оценены исходя из сложившегося по каждому варианту объема капитальных затрат. Расчет ежегодных отчислений производился исходя из норматива в пересчете на тонну нефти с таким расчетом, чтобы к концу срока эксплуатации размер фонда был равен 10% от капитальных затрат и был достаточен для финансирования ликвидационных работ. При этом недропользователь может найти такой способ размещения средств ликвидационного фонда, чтобы проценты компенсировали потери, связанные с инфляцией [33, 34].

9.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки месторождения М

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения выполнено в соответствии с исходными данными, условиями реализации нефти и при действующей системе налогообложения. В Таблице 8 представлены результаты экономической оценки эффективности вариантов разработки месторождения по выделенным объектам разработки.

Таблица 8 – Сопоставление основных технико-экономических показателей разработки месторождения М, объект Ю₁³⁻⁴

Показатель	Вариант		
	1	2	3
1. Система разработки			
Метод воздействия	Закачка рабочего агента в пласт		
Плотность сетки, [га/скв.]	11.8	9.5	12.1
Планируемый уровень добычи:			
-нефти, [10^6 m^3]	3,7	3,46	3,3
-жидкости, [10^6 m^3]	4,0	4,64	4,43
-закачки воды, [10^6 m^3]	4,74	5,75	5,48
Проектный срок разработки, годы	55	50	50
Накопленная добыча нефти за проектный период, [10^6 m^3]	2,8	2,87	2,74
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,44	0,45	0,42

Продолжение таблицы 8

Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	45	60	60
- добывающих	20	23	23
- нагнетательных	22	32	32
- водозаборных	3	3	3
- ликвидированных	1	1	1
Средняя обводненность к концу разработки, %	98,0	97,4	97,1
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки			
норма дисконта 10 %			
- чистый дисконтированный доход, млн. руб.	2798,6	1837,2	1583,4
- внутренняя норма рентабельности, %	132,1	53,8	50,7
- индекс доходности затрат, д. ед.	4,6	2,53	1,87
- индекс доходности инвестиций, д. ед.	2,5	1,6	1,4
- срок окупаемости, лет	1,6	2,9	3,4
3. Оценочные показатели			
норма дисконта 10 %			
- капитальные вложения на освоение месторождения	3124,1	3103,2	2875,6
в т.ч. на бурение скважин, млн. руб.	1702,7	2403,4	2364,2

Продолжение таблицы 8

- эксплуатационные затраты на добычу нефти, млн. руб.	7018,9	7910,7	7704,4
- доход государства, млн. руб.	7418,4	7443,1	7098,6

Согласно приведенным данным, все из трёх рассмотренных вариантов достигают положительного значения чистого дисконтированного денежного потока за планируемый период разработки.

Оценка экономической эффективности первого варианта показала, что при разбуривании залежи по пятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 566 м, разработка пласта рентабельна.

Капитальные вложения составят 3124,1 млн. руб. Эти затраты окупаются за 1,6 года. Дисконтированный доход недропользователя при ставке дисконта 10% за расчетный период составит 2798,6 млн. руб. Индекс доходности равен 2,5 д.е. Дисконтированный доход государства за расчетный период составит 7418,4 млн. руб.

Реализация второго варианта также является рентабельной. Накопленный дисконтированный денежный поток достигает значения 1837,2 млн. руб. Более низкий индекс доходности равен 1,6 д.е. Этот факт может быть объяснен увеличенными в 1,4 раза капитальными затратами при разнице в добыче нефти 20,2 тыс. тонн. Доход государства за полное развитие составит 7443,1 млн. руб.

Третий вариант отличается от второго варианта направлением горизонтальных стволов добывающих скважин. При этом за счет анизотропии проницаемости снижаются дебиты скважин и накопленная добыча. Расчет на полное развитие показывает, что вариант рентабелен, значение дисконтированного накопленного денежного потока составляет 1583,4 млн.

руб., при этом индекс доходности составит 1,4 д.е., дисконтированный доход государства 7098,6 млн. руб.

Анализ эффективности разработки пласта Ю₁³⁻⁴ месторождения М показал, что разработка этого пласта рентабельна по всем трем рассмотренным вариантам. Максимальные показатели экономической эффективности достигаются при реализации первого варианта, а максимальный объем добычи нефти дает реализация второго варианта.

Выбор варианта основан на сопоставлении технических и экономических показателей вариантов разработки выделенных объектов месторождения М за весь проектный срок, а также на основе текущего представления о геологическом строении залежи.

При ранжировании вариантов разработки месторождения М по дисконтированному потоку наличности за проектный срок разработки, наилучшим является *первый вариант*, предполагающий использование 20 добывающих скважин и 22 нагнетательных скважин. Значение чистого потока денежной наличности при ставке дисконта 10% равно 2798,6 млн. руб. В результате его реализации достигается максимальный поток наличности и наибольшая отдача вложенного капитала (ИД = 2,5 д.е.). КИН при реализации первого варианта достигает значения 0,44.

Первым по значению коэффициента извлечения является второй вариант, предусматривающий разбуривание залежи по пятиточечной схеме с расстоянием 370 м - 0,449 д.е. Однако этот вариант экономически менее эффективен, так как требует более значительных капиталовложений. Величина накопленного чистого дисконтированного потока для этого варианта составит 1837,2 млн. руб.

Третий вариант имеет наихудшие показатели, как технологические, так и экономические. Достижимый коэффициент извлечения нефти составляет 0,42 д. е. при значении доходности 1583,4 млн. руб.

Таким образом, в процессе анализа технико-экономических показателей вариантов разработки был выявлен приоритетный вариант, который и

рекомендуется к применению. Рекомендуемым к реализации является первый вариант, предполагающий бурение 10 добывающих скважин, 13 нагнетательных скважин.

Капитальные вложения в разработку месторождения по рекомендуемому варианту составят 3121,1 млн. руб. Из них 93% планируется направить на бурение скважин, 3% на природоохранные мероприятия, 4% на обустройство месторождения. Распределение капитальных затрат по направлениям представлено на Рисунке 9.1.1.

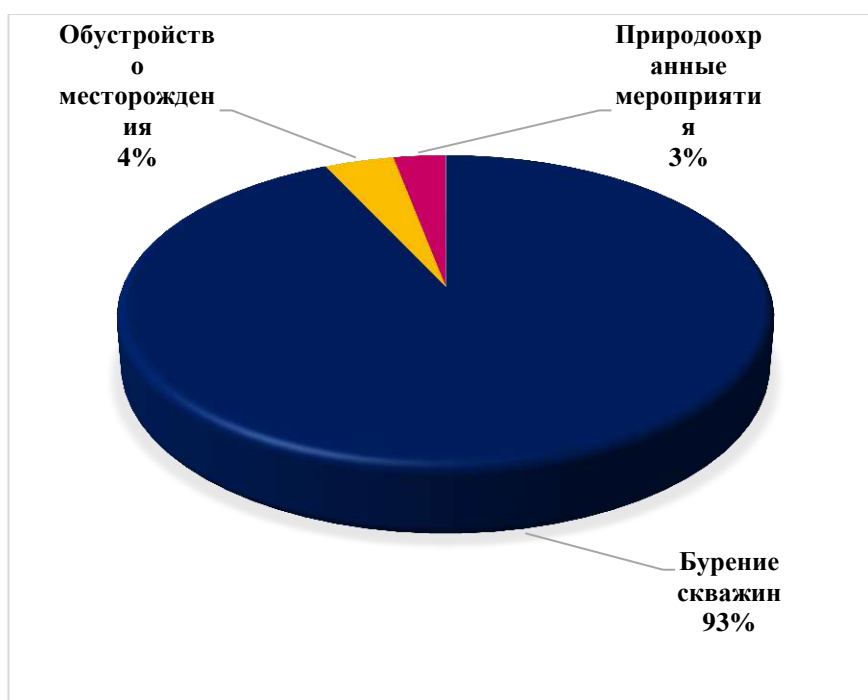


Рисунок 9.1.1 – Структура капитальных вложений в разработку пласта Ю₁³⁻⁴

Эксплуатационные затраты за 55-летний период составят 7018,9 млн. руб. Из общей суммы затрат 45% составляют затраты, непосредственно связанные с добычей нефти. Налоги и платежи, относимые на себестоимость, составляют 25%, амортизационные отчисления составляют 30% (Рисунок 9.1.2.).

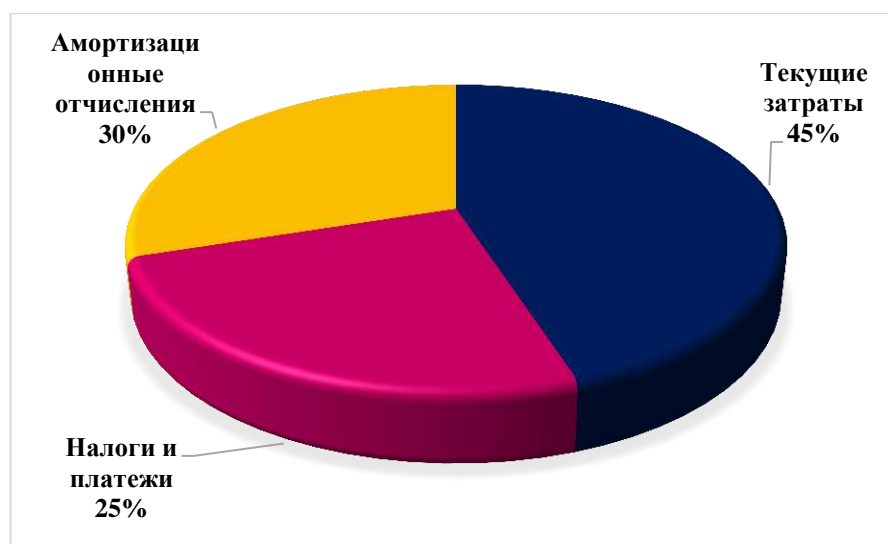


Рисунок 9.2.2 – Структура эксплуатационных затрат на разработку пласта Ю₁³⁻⁴

Всего за проектный период планируется добыть $2,8 \cdot 10^6$ м³ нефти, выручка от реализации нефти составит 21325 млн. руб. без учета НДС, не дисконтированный накопленный поток наличности достигнет 2819,6 млн. руб.

Рентабельный период разработки длится 17 лет с 2010 по 2026 гг., начиная с 2027 г. чистые годовые дисконтированные денежные потоки отрицательны. За рентабельный период сумма чистых дисконтированных денежных потоков равна 5396,5 млн. руб. и 3509,6 млн. руб. при ставках дисконта 0% и 10% соответственно.

Накопленный дисконтированный денежный поток за расчетный период достигает значения 2697,6 млн. руб. и 2802,3 млн. руб. при ставках дисконта 0% и 10% соответственно.

Доход государства за проектный период составит 11438,6 млн. руб. и 7221,4 млн. руб. при ставках дисконта 0% и 10% соответственно.

9.2 Анализ чувствительности основных экономических параметров рекомендуемых вариантов

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности, была рассчитана чувствительность

проекта к изменению таких факторов, как: объем добычи нефти, цена на продажу нефти, объем капитальных затрат и эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов на базе рекомендуемого первого варианта выполнено на основе широкого спектра расчетов, сводные результаты которых представлены в Таблице 9.

Таблица 9 – Анализ чувствительности основных экономических параметров

Показатели	Цена реализации продукции				
	-30%	-15%	0%	15%	30%
Накопленный поток наличности, млн. руб.	2149	2424	2698	2969	3240
Накопленный поток с дисконтом 10%, млн. руб.	2508	2661	2815	2953	3108
Доход государства, млн. руб.	9754	1059 6	11439	12283	13129
	Добыча нефти				
	-20%	-10%	0%	+10%	+20 %
Накопленный поток наличности, млн.руб.	-196	1265	2698	4126	5531
Накопленный поток с дисконтом 10%, млн. руб.	1168	1983	2814	3608	4441

Продолжение таблицы 9

Доход государства, млн. руб.	9803	1059 8	11657	12389	1320 8
	Эксплуатационные затраты				
	-30%	-15%	0%	+15%	+30 %
Накопленный поток наличности, млн.руб.	4764	3715	2678	1639	597
Накопленный поток с дисконтом 10%, млн. руб.	3382	3093	2802	2506	2208
Доход государства, млн. руб.	1163 4	1154 1	11452	11363	1130 9
	Капитальные вложения				
	-30%	-15%	0%	+15%	+30 %
Накопленный поток наличности, млн.руб.	3710	3248	2704	2092	1404
Накопленный поток с дисконтом 10%, млн. руб.	3791	3342	2814	2229	1535
Доход государства, млн. руб.	1154 1	1152 1	11467	11401	1135 6

Чувствительность дисконтированного потока денежной наличности к изменению объем добычи, цены на нефть, объема капитальных затрат и

эксплуатационных затрат приведена на Рисунке 9.2.1.

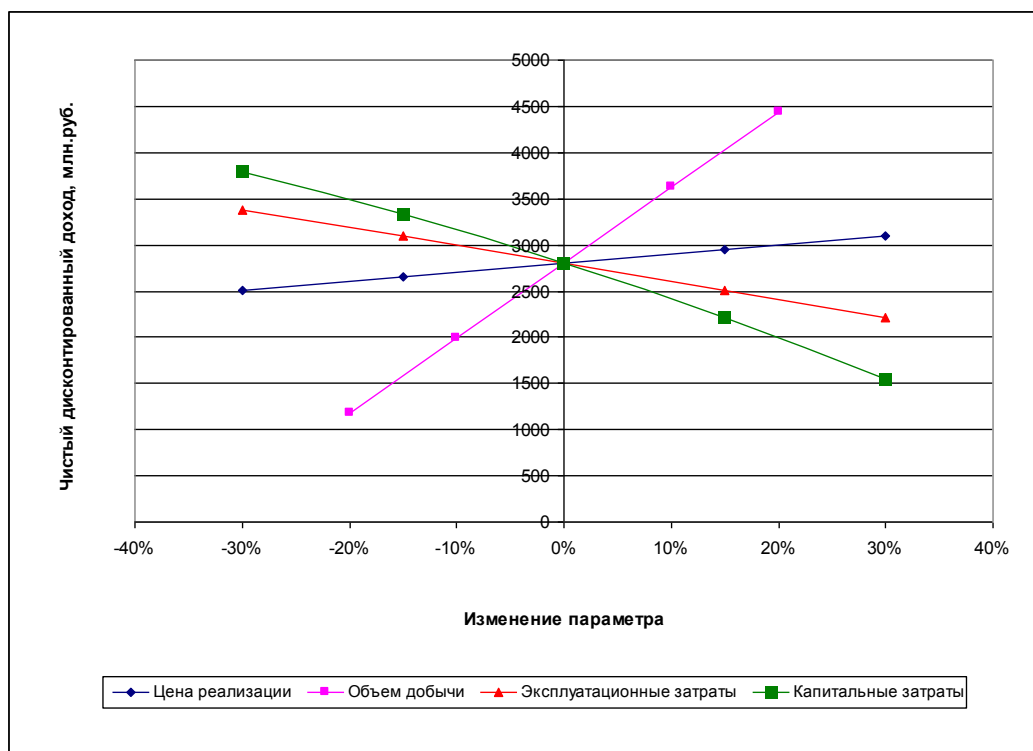


Рисунок 9.2.1 – Анализ чувствительности дисконтированного денежного потока к изменению различных факторов

Риск увеличения эксплуатационных затрат

Анализ влияния эксплуатационных затрат проводился для возможных колебаний в интервале от -30% до +30%. При увеличении затрат на 30% проект остается рентабельным.

Риск уменьшения объемов добычи

Расчеты показали, что чистый дисконтированный поток наиболее чувствителен к изменению объемов добычи нефти. Влияние изменение объемов добычи проводилось в диапазоне от -20% до +20%. Анализ показал, что проект остается безубыточными, только если фактический объем добычи не окажется на 18% ниже прогнозируемого.

Риск снижения цены на продукцию

Оценка риска падения цены на нефть проводилась для возможных колебаний значений цены на внешнем рынке в диапазоне от -30% до +30%. Так,

даже при уменьшении средневзвешенной цены на 30% (до 6351 руб./тонна) проект остается рентабельным.

Риск увеличения капитальных затрат

Анализ влияния капитальных затрат проводился в интервале от -30% до +30%. Проект позволяет увеличить капитальные затраты на 30% при соблюдении условия безубыточности.

Анализ чувствительности показал, что чувствительность проекта к изменению такого внешнего фактора, как капитальные затраты, невысока, поэтому при росте капитальных затрат проект останется эффективным. Объем добычи нефти - фактор, наиболее сильно влияющий на устойчивость проекта. Однако, технология добычи горизонтальными скважинами из объекта Ю₁³⁻⁴ отработана недропользователем, объект достаточно хорошо изучен, что позволяет говорить о невысоком риске снижения объемов добычи нефти.

Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки месторождения проводилась по трём технологическим вариантам. По совокупности технико-экономических показателей лучшим вариантом разработки объекта Ю₁³⁻⁴ признан технологический первый вариант.

Проект разработки объекта Ю₁³⁻⁴ месторождения по технологическому *первому* варианту экономически эффективен. Реализация этого варианта позволит добыть за проектный срок 55 лет $3 \cdot 10^6$ м³ нефти. При этом данный вариант обеспечит недропользователю чистый дисконтированный доход при ставке 10% в размере 2802,3 млн. руб. За 55 лет разработки бюджет государства пополнится налоговыми платежами и отчислениями с дисконтом 10% в размере 7221,4 млн. руб. Период рентабельной эксплуатации составит 17 лет.

Анализ чувствительности показал, что проект, в целом, чувствителен к изменению как внешних, так и внутренних факторов, наиболее сильно влияющий фактор – объем добычи нефти и капитальные затраты. Однако программа исследований, заложенная в данном документе, а также опыт недропользователя, полученный в период пробной эксплуатации, позволит уменьшить неопределенность, связанную с этим.

Данный раздел соответствует требованиям нормативных документов и законодательству об охране окружающей среды.

В данном разделе рассмотрены основные источники влияния на недра при применении технологической схемы разработки нефтяного месторождения М, а также мероприятия по охране недр при проведении буровых и эксплуатационных работ, при ликвидации скважин [35].

Нефтяное месторождение М расположено в Томской области на правом берегу реки Васюган Кургасокского района. Территория месторождения является слаборасчлененной равниной, с заболоченными долинами рек и водоразделами.

Основными реками данной территории являются реки Старица, Татарка, Елизаровка, Северная. Реки таежного типа с малыми уклонами.

Растительный мир изучаемой территории представлен растительным покровом лесной и болотной растительности таежной формации. Основные насаждения представлены соснами, березами, пихтами, елями и осинами. Дренируемые поверхности разнообразны разнотравными и мшистыми типами леса. В свою очередь, на слабо дренируемых поверхностях растительный покров образуют сфагнумы, а в долинах рек преобладают травяные и болотистые типы растительности. В данном районе преобладают болота верхового и переходного типа, представленные растительными комплексами такими как: сосновым, кустарниковым и сфагновым. Более того, в долинах рек преобладает другой тип болот, а именно осоковые болота.

Травяно-кустарничковый ярус представлен багульником болотным, брусникой, черникой, рябиной, шиповником, черной смородиной, являющиеся пищевыми и лекарственными травами.

Почвы представлены подзолистыми, болотно-подзолистыми типами на суходольных участках, в то время как торфяно-болотный тип преобладает на заболоченных участках. Средние и тяжелые суглинки, супеси и пески

представляют основной механический состав почвы. В связи с типом преобладающих почв, почв сельскохозяйственного применения не имеется [6].

Животный мир изучаемой территории представлен охотничье-промысловыми видами таежных зон такими как: белка, заяц, медведь, соболь, лось, норка, ондатра. Среди птиц типичны тетерев, рябчик, глухарь. Красно книжных и особо редких видов на территории месторождения не встречено.

Реки изучаемой территории представляют собой водоемы рыбохозяйственного использования. Ихтиофауна включает такие виды рыб, как елец, карась, щука, окунь. Рыбы красной книги или особо охраняемые виды рыб на данных территориях не обитают и не заходят в период миграции или нереста. В промысловых объемах вылов рыбы не производится [36].

Территория изучаемого нефтяного месторождения не входит в список используемых для угодий и не является территорией поселения малочисленных народностей Севера. Более того, территория месторождения М не является заказной или заповедной территорией, памятником культуры и природы.

В пределах изучаемого месторождения выделяют объекты природноохранного назначения, такие как водоохранные зоны и прибрежно-защитные полосы поверхностных водных объектов и прибрежно-защитные полосы определены в соответствии с Водным Кодексом РФ (№ 74-ФЗ от 03.06.2006 г. с изменениями на 14.07.2008 г.). Так для реки Васюган ширина водоохранной зоны составляет в обе стороны от уреза воды 200 м, в свою очередь для рек Старица, Елизаровка, Татарка – 100 м, для многочисленных ручьев – 50 м. Ширина прибрежно-защитной полосы поверхностных водных объектов составила 50 м [37, 38].

При планировании хозяйственной деятельности в пределах водоохраняемой зоны водных объектов необходимо соблюдать мероприятия по предотвращению загрязнения и истощения вод.

При планировании бурения новых скважин учитываются водоохраняемые зоны водных объектов. Прокладка инженерных сетей в единой отведенной полосе, строительство кустов и эксплуатационных скважин

позволит сократить негативное воздействие и сконцентрировать его в строго выделенной области.

Следующие работы подразумевают негативный эффект на недра в процессе разработки месторождения: перфорация водо- и нефтенасыщенных продуктивных пластов преимущественно добывающими, нагнетательными и водозаборными скважинами. В процессе заканчивания скважин возможно загрязнение буровым раствором и его составляющими, закачка воды в продуктивные интервалы. При строительстве негативно влияет такой фактор, как изъятие грунта для строительства площадок и дорог [38].

При строительстве и эксплуатации скважин основным негативным фактором является поступление углеводородов и пластовых вод в горизонты пресных вод как результат перетоков по затрубю скважин при некачественном осуществлении цементирования скважин, нарушении целостности обсадных колон, несоответствии конструкции скважин требованиям и целям.

Строительство эксплуатационных скважин влечет за собой загрязнение подземных водных объектов, проявляющееся в поглощение составляющих частей бурового раствора, обвала стенок скважин, перелив воды и др.

При строительстве и бурении скважин образуются отходы, такие как шлам, буровой раствор, сточные буровые воды, являющиеся основными загрязняющими агентами.

Основной целью данного раздела является разработка мероприятий для охраны недр при разработке нефтяного месторождения М, основных технологических проектов для предотвращения аварийного производства и ситуаций. Более того, немаловажным является эффективная и рациональная выработка ресурсов.

10.1 Буровые работы

В процессе буровых работ наибольшему негативному воздействию подвергаются зоны вокруг скважин в приповерхностных условиях и воды подземных горизонтов в глубинных условиях [35].

С целью сокращения перетока нефти в процессе строительства и эксплуатации скважин в проницаемых породах, насыщенные водой, в скважинах были предусмотрены мероприятия по спуску кондуктора для отсечения механически неустойчивых отложений, а разобщение водоносных горизонтов производится посредством спуска эксплуатационной колонны. Для обеспечения высоких изоляционных способностей принято цементирование всех обсадных колонн. Гидравлические испытания определяют качество крепления скважин.

Предусмотренные конструкции и технологии строительства скважин помогут обеспечить надежную герметизацию водо- и нефтеносных горизонтов, позволит предотвратить межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод.

Для того, чтобы рационально и эффективно использовать недра, а также охранять недра от негативного воздействия предусматривается ряд мер, включающих в себя использование химических реагентов четвертого IV класса опасности при строительстве скважин, установку противовыбросового оборудования на случай возможного фонтанирования скважин и последующего загрязнения окружающей среды при бурении скважины под эксплуатационную колонну и хвостовик, изоляцию водо- и нефтяных пластов посредством цементирования, закачку воды при извлечении углеводородов из продуктивного пласта, ликвидацию скважин по планам, одобренных Ростехнадзором и местным органам управления по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

10.2 Водная среда

В процессе осуществления работ на месторождении не планируется использование поверхностных вод. В результате, согласовано использование артезианских вод. В связи с этим, для технологических нужд для новых эксплуатационных скважин запланированы артезианские скважины глубиной 260 м [37, 38].

Источником подземных вод рассмотрен водоносный горизонт песчаной части алымской свиты надежно перекрытый и защищенный от загрязнения глинистыми отложениями. Состав вод гидрокарбонатный, хлоридно-гидрокарбонатный. Воды умеренно жесткие, пресные, минерализация составляет 0,3-0,7 г/л. В водах повышенное содержание железа (1,1-4,9 мг/л), марганца (0,1-0,3 мг/л), аммония (2,2-4,95 мг/л), недостаток фтора (0,1 мг/л).

Для предотвращения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении скважин используется буровой раствор на глиняной основе. Вокруг ствола скважин производится бетонирование радиусом 1 м. Также организована зона санитарной охраны радиусом 30 м.

Поверхностный сток при бурении скважин запланировано отводить за зону санитарной охраны, где также запрещено любое строительство, сооружения, объекты, не имеющие участия в эксплуатации водозаборных объектов. В радиусе 60 м запрещается размещение складов горюче-смазочных материалов, химических реагентов, шламохранилищ для защиты водоносных горизонтов от микробиологического и химического загрязнений.

С целью использования воды для технологических потребностей необходимо 530 тыс. м³ воды.

Для системы поддержания пластового давления источником воды послужат воды сеноманской толщи, покурской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. Необходимый объем воды составит 2400 м³/сутки в 2022 году. Планируется бурение трех основных и одной резервной водозаборных скважин в сеноманские толщи.

В технологическом решении, касающемся конструкции эксплуатационных скважин, заложены меры по снижению загрязнения высокоминерализованных сеноманских вод и пресных артезианских вод.

Для предотвращения загрязнения поверхностных и подземных вод запланирован сбор производственных и дождевых сточных вод при строительстве скважин в заглубленные дренажно-канализационные хранилища. Более того запланирован сбор жидких отходов, образовавшихся в процессе бурения, в амбарах для шлама.

С целью снижения негативных воздействий на водную среду в процессе разработки месторождения предусмотрены следующие действия. Во-первых, возведение амбаров, в которых дно и стенки отделаны глинистым грунтом, и обвалованных кустовых площадок с гидроизоляцией. Во-вторых, повторная возможность использования воды в процессе бурения эксплуатационных скважин. В-третьих, использование такого объема воды, которое сохраняет баланс их изымания. В-четвертых, установление зоны санитарной охраны скважин. В-пятых, полный сбор и снижение опасности отходов, полученных в результате бурения. В-шестых, организация сбора производственных и дождевых стоков на кустовых площадках по водоотводным организованным стокам с последующим поступлением стоков на очистные сооружения.

Применение данных мероприятий и действий позволит наиболее эффективно и рационально использовать водные ресурсы и максимально снизить негативное влияние и воздействие при разработке месторождения и строительстве объектов на фонд подземных вод.

10.3 Обращение с отходами бурения

При разработке нефтяного месторождения М образуются такие отходы, как буровой шлам, отработанные растворы, сточные воды. Такие отходы должны быть переработаны, при необходимости обезврежены, при

необходимости захоронены в согласии с предъявляемыми требованиями нормативных документов, а также природоохранных органов государственного контроля.

По предварительным расчетам объемы возможных отходов составят 44812 м³ бурового шлама и 27247 м³ жидких отходов бурения.

При разработке месторождения М для снижения негативного воздействия и эффекта будет применен комплекс, включающий в себя строительство амбаров для сбора, накопления и обезвреживания буровых отходов, которые размещены за пределами водных объектов и охраняемых зон. С целью контроля утечек возможных токсичных агентов в амбарах, предназначенных для хранения шлама, установлены противofильтрационные экраны по периметру амбаров из глинистого грунта.

После буровых работ амбары, предназначенные для хранения шлама, будут подвержены рекультивации. Жидкие отходы в данном случае поступают на очистные сооружения производственных и дождевых стоков. Очищенная жидкая фаза в дальнейшем будет использоваться для поддержания пластового давления. Рекультивация твердых веществ отходов бурения осуществляется в пределах амбара путем засыпки грунтом [39, 40].

Перечисленные меры, нацеленные на минимизацию ущерба и негативного воздействия, предусмотрены в процессе строительства объектов и эксплуатации скважин.

10.4 Охрана недр в процессе эксплуатации скважин

Охрана недр при эксплуатации нефтяного месторождения М включает в себя контроль работы эксплуатационных скважин в соответствии с технологическим режимом, с сохранением структуры продуктивных пластов, соблюдение рациональной выработки углеводородов, применение мер, пресекающих преждевременное обводнение скважин, а также разгазирование

пластов, проведение мероприятий, нацеленных на предупреждение возможных аварийных ситуаций при проведении любого рода работ.

Одним из главных приоритетных мероприятий является контроль за выработкой запасов, обеспечиваемый на протяжении эксплуатации месторождения. Для замера дебитов скважин использован АГЗУ (типа «Мера-40-400/200»). Электрозадвижки установлены в обвязке устьев скважин с целью аварийного отключения скважины в момент возможного возникновения прорыва выкидной линии.

Мероприятия по охране недр являются составной частью всех основных технологических процессов в процессе обустройства и эксплуатации месторождения, направленные на обеспечение безаварийности и эффективности извлечения природных ресурсов.

При падении пластового давления в продуктивных пластах в рыхлых или слабосцементированных песчаных породах, залегающих на глубине не более 2 км, возрастом не старше эоцена, наблюдается проседание земной поверхности.

На глубине 2,5 км залегают уплотненные породы с толщиной продуктивного интервала 19,8 м. В связи с этим, запланирована эксплуатация с системой поддержания пластового давления, для которой нет необходимости в расчетах возможной просадки земной поверхности.

По проекту и технологиям добывающие скважины предусмотрены на длительный срок эксплуатации. При нарушении герметичности скважин возможны межпластовые перетоки, фонтанирование скважин. В аварийном состоянии продуктивных пластов предусмотрена автоматическая блокировка скважин. Причиной разгерметизации обсадных колонн является электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. В связи с этим, приняты меры по предотвращению возможной коррозии, включающие в себя применение оборудования из коррозионностойкой стали и защитных металлических и неметаллических покрытий, цементирование колонн скважин от забоя до устья скважин.

При эксплуатации скважин зона вблизи поверхности вокруг скважин подвергается высоким нагрузкам, так же, как и верхние секции колонн, подверженные высоким температурам и напряжениям. Все эти негативные аспекты ухудшают условия крепления ствола скважин, а также герметичность самих обсадных колонн. Конструкция скважин предусматривает теплоизолированные устьевые арматуры.

Согласно технологическим рекомендациям необходимо своевременно выполнять изоляционно-ликвидационные работы в скважинах, подлежащих ликвидации или консервации. Эти меры предупреждают негативный эффект на рациональное и эффективное использование природных ресурсов.

При строительстве и освоении скважин контроль за охраной недр и окружающей средой осуществляется службой охраны окружающей среды, которая выполняет буровые работы. На нефтяном месторождении М данную функцию выполняет служба экологической безопасности ООО «Альянснефтегаз».

Осуществление экологического мониторинга на территории данного месторождения необходимо для своевременного информирования природопользователя, а также органов управления государственной службы мониторинга о состоянии природной среды. Данные меры помогают осуществлять своевременную оценку и анализ состояния природной среды на изучаемом месторождении.

В связи с негативным влиянием некоторых техногенных производственных факторов нефтяного промысла на окружающую среду на месторождении принята комплексная программа по обеспечению мониторинга за состоянием воздушной среды, поверхностных и подземных вод, почвы с использованием гидрохимического, гидробиологического, радиационного мониторинга, а также мониторинг донных отложений. Утвержденным планом данные виды работ должны осуществляться четырежды в год в установленные сроки.

Выше рассмотренные мероприятия и действия по снижению негативных эффектов и неблагоприятного воздействия на окружающую среду и недра призваны повысить эффективность и безаварийную работу нефтепромысла.

10.5 Охрана недр при консервации и ликвидации скважин

При ликвидации и консервации скважин, проводимых по желанию недропользователя, привлекаются специализированные предприятия по строительству или капитальному ремонту скважин, имеющих необходимые документы и лицензию, в соответствии с проектной документацией, разработанной, согласованной и утверждённой нормативными и законодательными актами.

Принятая инструкция регламентирует технические требования по консервации или ликвидации скважин, обеспечивает сохранность нефтепромысла, безопасность, охрану окружающей среды, основных объектов, скважин.

10.6 Консервация скважин

При проведении мероприятий по консервации скважин предусмотрена консервация ствола и оборудования устьем скважин. Возможны несколько вариантов консервации скважин, такие как консервация в момент строительства скважин, в процессе эксплуатации, заканчивание скважин после их испытания.

После заключительных работ по консервации скважины необходимо укрепление на устьях скважин таблички с указанием номера скважины, локации, время начала и окончания работ по консервации скважин и организации, владеющей данным фондом.

10.7 Ликвидация скважин

Данный подраздел посвящен проблемам ликвидации скважин не только на стадии бурения скважин, но и на стадии эксплуатации. Ликвидируемые скважины могут быть подразделены на основные категории: скважины, уже исполнившие свое назначение, ликвидируемые и консервируемые по каким-либо геологическим условиям, по техническим причинам, технологическим, экологическим и другим причинам.

При ликвидации скважин должны быть уточнены причины ликвидации, которые очень подробно детализируются. Данные работы подразумевают осуществление изоляционных и ликвидационных работ в скважинах и оборудовании устьев скважин.

В процессе ликвидации скважин необходима установка бетонных тумб метрового размера с металлическим репером высотой не менее полуметра, на которых указывается электрической сваркой номер скважины, нефтепромысел, предприятие, дата проводимой ликвидации скважины. Затем необходимо проведение рекультивационных работ, по окончании которых составляется акт проведенных работ.

При проведении ликвидационных и консервационных работ обеспечивается охрана недр пользователем недр, а также контролируется органами государственного технологического и экологического надзора.

Предполагается, что рассмотренный и утвержденный комплекс природоохранных мероприятий позволит обеспечить надежный уровень защиты недр и окружающей среды от негативного воздействия при разработке и эксплуатации месторождения [42, 43, 44, 45].

Заключение

Седиментологическая модель является основой для построения геологической модели. Правильность и точность седиментологической модели напрямую влияет на распределение петрофизических зависимостей в пределах выделяемых фаций и, как следствие, на геологические запасы.

В ходе комплексного всестороннего изучения керна определена переходная обстановка осадконакопления – барьерный остров. Выделены основные литофациальные группы, такие как алевро-аргиллиты, алевролиты и песчаники. Выявленные диагенетические преобразования, а также активная биотурбация и карбонатизация будут оказывать существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород, а, именно, сокращать данные свойства. Более того, карбонатные и заглинизированные прослои будут препятствовать потоку флюида.

В работе показано, что для целевого горизонта $Ю_1^{3-4}$ при традиционном петрофизическом подходе геологические запасы меньше и составляют $3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, в то время как при комплексном подходе геологические запасы составят $5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Наличие септариевых интервалов позволяет увеличить геологические запасы на $0,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$. Более того, при традиционном петрофизическом подходе выделение в продуктивные объекты пластов $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1\text{МУ}$ является ошибочным.

Список используемых источников литературы

1. D. Marion, E. Insalaco, P. Rowbotham, P. Lamy, B. Michel. Constraining 3D static models to seismic and sedimentological data: a further step towards reduction of uncertainties, (2000) paper SPE 65132.
2. D. Singha Ray, A. Al-Shammeli and W. Al-Khamees. Depositional and Diagenetic Sedimentological Model of Najmah-Sargelu Formation, Umm Gudair, Kuwait, (2013) paper IPTC 17117.
3. G. Escandón, M. Moreno, F. Chacartegui. Sequence Stratigraphy and Sedimentological Model of Barúa Field Reservoirs, Eocene Misoa and Paují Formations, Lake Maracaibo, Venezuela, (1999) paper SPE 53890.
4. B.Doligez, Y.Hamon, M.Barbier. Advanced workflows for joint modelling of sedimentary facies and diagenetic overprint, impact on reservoir quality, (2011) paper SPE 146621.
5. M. Tucker (1981) Sedimentology Petrology an Introduction Blackwell Scientific Publications. Oxford 252p.
6. Смирнов О.А., Семенцов В.Ф. и др. Отчет по договору №09-07-20/1 от 01.08.2009 г между ООО «Норд Империял» и ЗАО «Пангея» «Интерпретация 3Д сейсмических данных и сейсмогеологическое моделирование в комплексе с материалами бурения и ГИС на Снежном и группе Майских месторождений». – 180 с.
7. Дубатолов В.Н. Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: «Наука», 1990. – 217 с.
8. Казаков А.М. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система, Новосибирск: СО РАН, 2002. – 285 с.
9. Елкин Е.А. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири, Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 163 с.
10. Волкова В.С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 246 с.
11. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, ИГиГ, 2002. – 317 с.
12. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 2005. – 428 с.
13. Шурыгин Б.Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система Издательство СО РАН, филиал "ГЕО", 2000. – 480 с.
14. Сурков В.С., Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М: «Недра», 1981. – с.142 с.
15. Белозеров В.Б. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: ТПУ, 2006. – 291 с.

- 16.Конторович А.Э. Опорный разрез и нефтегазогенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита), «Геология и геофизика», 1995, Т. 36, № 6. с.110-126
- 17.Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 113 с.
- 18.Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология» Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
- 19.Барабошкин Е.Ю. Седиментология керна. Терригенные коллекторы. Москва: 2011. – 157 с.
- 20.Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости // Труды геологического ин-та АН СССР. – М.: Изд-во «Наука». 1965, – вып. 119 – 260 с.
- 21.Сакс В.Н. Избранные труды. Том 1: Биостратиграфия и палеобиогеография мезозоя Сибири – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. – 643 с.
- 22.Обстановки осадконакопления и фации / Ред. Х.Г. Рединг. – М.: Мир, 1990. Т. 1. – 352 с.
- 23.Юдович Я.Э. Геохимические индикаторы литогенеза (Литологическая геохимия). Сыктывкар: Изд-во Геопринт, 2011. – 740 с.
- 24.Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных: Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
- 25.Shaminova M, Rychkova I, Sterzhanova U and Dolgaya T. Lithologo-facial, geochemical and sequence-stratigraphic sedimentation in Naunak suite (south-east Western Siberia). IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 21 (2014)012001.
- 26.Карагодин Ю.Н. Введение в нефтяную литологию // Труды Института геологии и геофизики СО АН СССР. – Новосибирск: Наука, 1990. – 239 с.
- 27.Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 259 с.
- 28.Шурыгин Б.Н. Сиквенс-стратиграфическая интерпретация келловей и верхней юры (васюганский горизонт) юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. Т. 40. №6, 1999 с. 843-862.
- 29.Калинникова М. В. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин – Саратов, 2005. – 230 с.
- 30.Тиссо Б. Образование и распространение нефти М.: Мир. Редакция литературы по вопросам геологических наук, 1981. – 504 с.
- 31.Жуковская Е.А., Вакуленко Е.Г., Ян П.А. Септариевые конкреции в оксфордских отложениях центральных и южных районов Западной Сибири. – Ученые записки Казанского университета. – 356 с. – Том 153, кн. 4. 2011.

32. Marcello Natalicchio, Daniel Birgel, Francesco Dela Pierre, Luca Martire, Pierangelo Clari, Christoph Spötl, Jörn Peckmann. Polyphasic carbonate precipitation in the shallow subsurface: Insights from microbially-formed authigenic carbonate beds in upper Miocene sediments of the Tertiary Piedmont Basin (NW Italy). *Elsevier: Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 329-330 (2012) 158–172.
33. Юрчук А.М., А.З. Истомин, “Расчеты в добыче нефти”, Москва, «Недра» 1979. – 270с.
34. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
35. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
36. ГОСТ 17.1.3.05-82. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами».
37. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
38. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
39. ГОСТ 17.4.1.02-83. Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения.
40. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
41. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
42. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель.
43. ГОСТ 17.6.1.01-83. Охрана природы. Охрана и защита лесов.
44. ГОСТ 2517-82. Нефть и нефтепродукты. Отбор проб.
45. ГОСТ 21046-86. Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия.

Приложение 1

Раздел (номер раздела)
(наименование раздела)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Стержанова Ульяна Александровна		

Консультант школы отделения (НОЦ): ОНД

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максютин Константин Юрьевич	к. пед. н.		

3 Research data

The target interval is oil-bearing Bathonian-Callovian-Oxfordian sediments of the Vasugan suite (J_1^{3-4}) within M oil field in the Nurolsk depression. The main research material was core data, log data, data of drillstem test, and seismic data. Wells M10, M12, M13, M17, M20, M42 are vertical, while 14 is horizontal well.

Core data were studied in wells M10, M12, M13. These wells are reference for petrophysical properties distribution in other wells without core. Thus, sedimentary logs for M12 and M13 wells were built. What is more, paleobotanic remains and ichnofacies were identified in M13, M72, M73 wells.

Log data were provided in M10, M12, M13, M14, M17, M20, M42 wells. Seismic data for Bazhen suite and Vasugan suite (J_1^{3-4}) were provided. Furthermore, drillstem test was done in M10, M12, M13, M14 (Figures 3.1).

Paleogeographic, biostratigraphic, electrofacies, granulometric, litho-petrographic, geochemical, fluorescence microscopy, sequence-stratigraphic approaches were applied in the sedimentological reconstruction and, as a result, confident prediction of reserves.

Application of sequence-stratigraphic approach is due to the fact that Vasugan (Naunak) suite was formed in the transitional conditions.

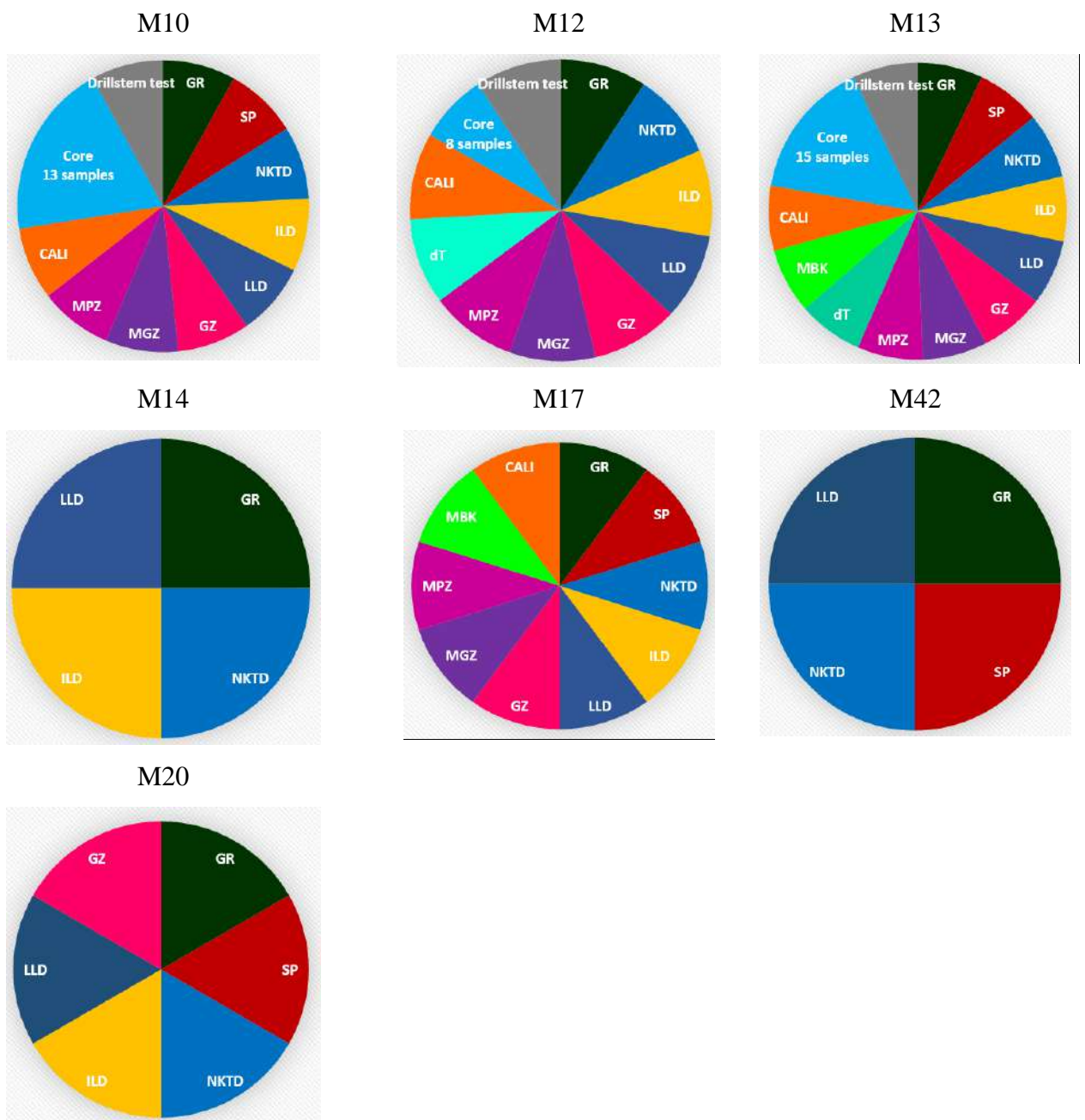


Figure 3.1 – Input data

4 M oil field description

Vasugan (Naunak) suite is vertically and laterally heterogeneous due to combination of depositional variability and diagenetic alteration. This heterogeneity should be considered during field development. Lithological and facial alterations in the cross-section of the reference wells are due to sea level fluctuations of the closely located sea. Thus, oil distribution understanding in relation to porosity and permeability heterogeneity increase efficiency of field development and production. The accurate geological description and modelling are important in building suitable sedimentological model to estimate response of facies distribution on reserves (Figure 4.1.).

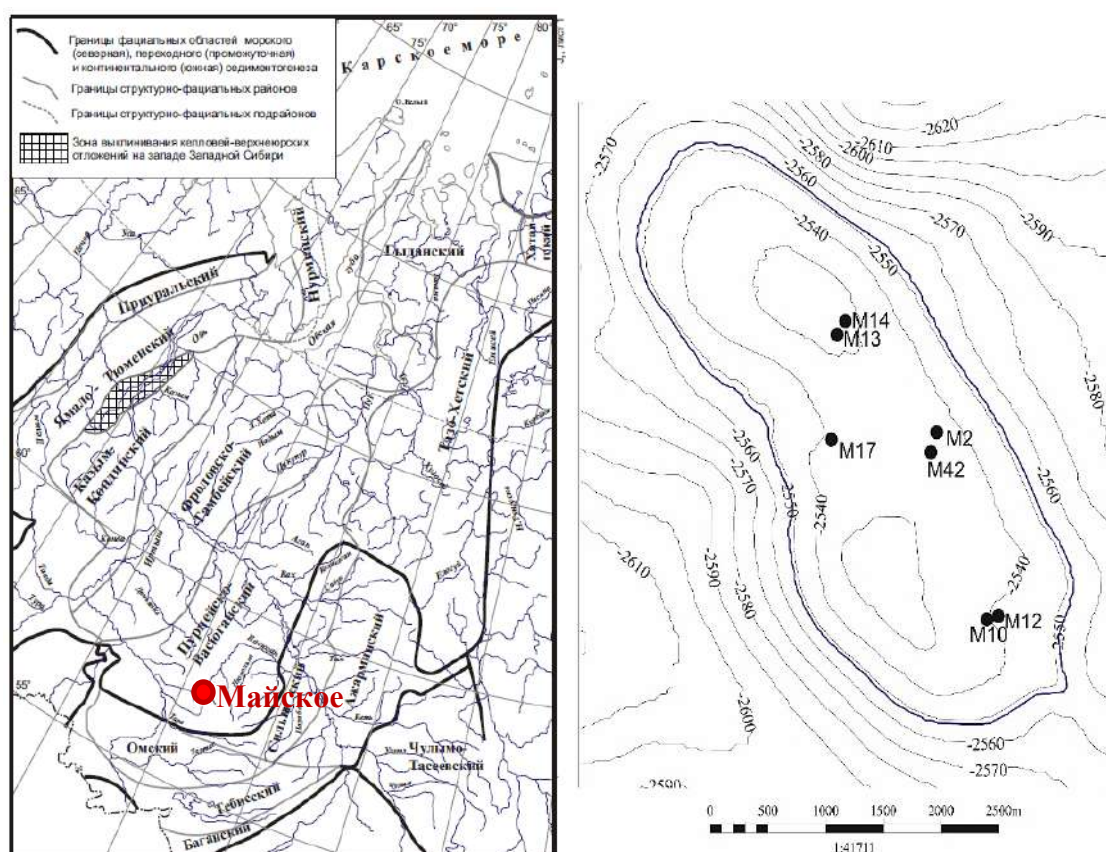


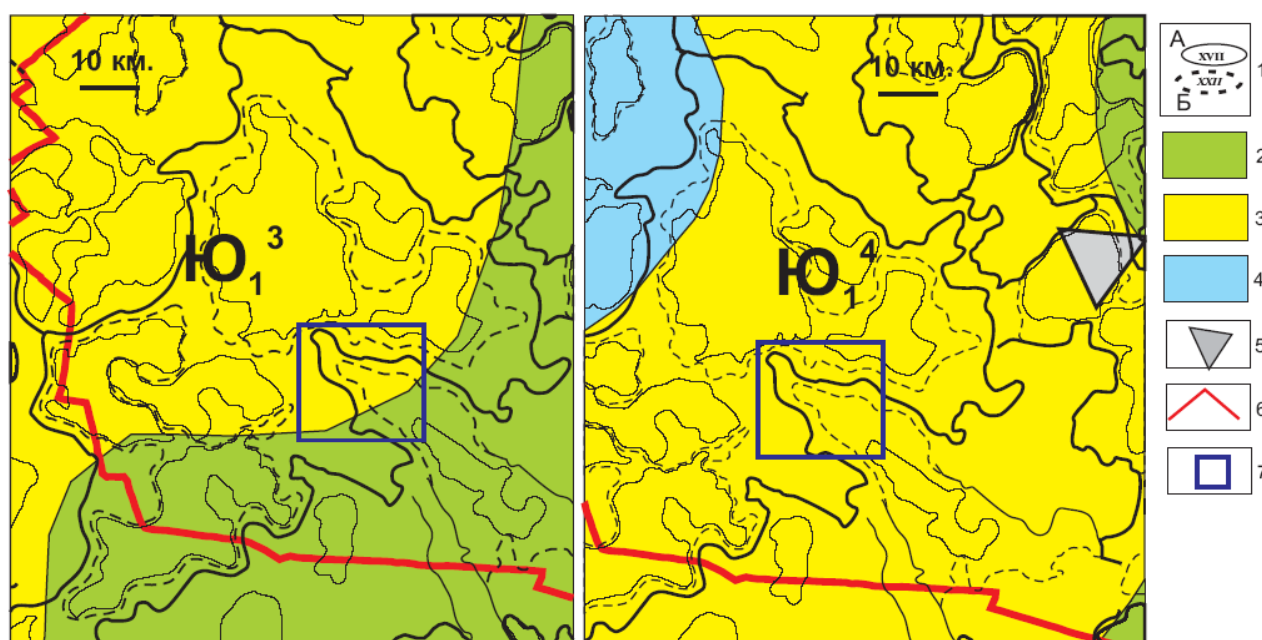
Figure 4.1 – Scheme of structural and facial zoning of the Middle and Upper Jurassic of Western Siberia [49]

5 Depositional Environment Identification

In order to define depositional environment confident for sedimentological model reconstruction the following methods are applied: paleogeographic, core description, biostartigraphic, granulometric, electrofacies, sequence-stratigraphic.

5.1 Paleogeographic Approach

The hydrocarbon-bearing formation J_1^{3-4} was formed in the period of Callovian-Oxfordian sea regression in the Western Siberia. Large volume of incoming clastic material and small angles of sea bottom inclination formed a large strip of coastal-marine sandstones (Figure 5.1.).



1 – structural-tectonic elements (a-the structure of the first order; b- the structure of the second order); 2 – sand-silt-shalestone sediments of the coastal-continental flat; 3 – shallow-marine sandstone; 4 – shoal shalestone; 5 – delta system; 6 – administrative boundary; 7 – M oil field.

Figure 5.1 – Paleogeographic maps for J_1^{3-4} formation (Kontorovich, 2001)

As it can be seen from the figure M oil field was formed in shallow marine depositional environment with sandstones deposition that were overlying by shales formed in shoal condition.

5.2 Core description

Based on the results of complex investigation, it was possible to define facies variability of the sediments and the lithofacial groups of sediments such as silt-shalestones, siltstones, and sandstones. Rocks are reliably matched to intervals agree with GIS data.

Silt-shalestone group



Figure 5.2.1 – Shell prints (a) and cracks filled calcite (b)

As it can be seen from the figure rocks of this group were formed in marine depositional environment with low energy and shallow sea due to excellent shells preservation (Figure 5.2.1.).

What is more, diagenetic processes can be found as cracks filled calcite.

Siltstone group



Figure 5.2.3 – Planar lamination (a) and lenticular (b) structures

The main structures that were identified in siltstone group are massive with coal wash-outs and deformation with siderite (Figure 5.2.3.).

Sandstone group (Figure 5.2.4.; Figure 5.2.5.; Figure 5.2.6.; Figure 5.2.7.; Figure 5.2.8.).



Figure 5.2.4 – Cross-lamination and lenticular structure



Figure 5.2.5 – Slum structure (a) and planar lamination (b)

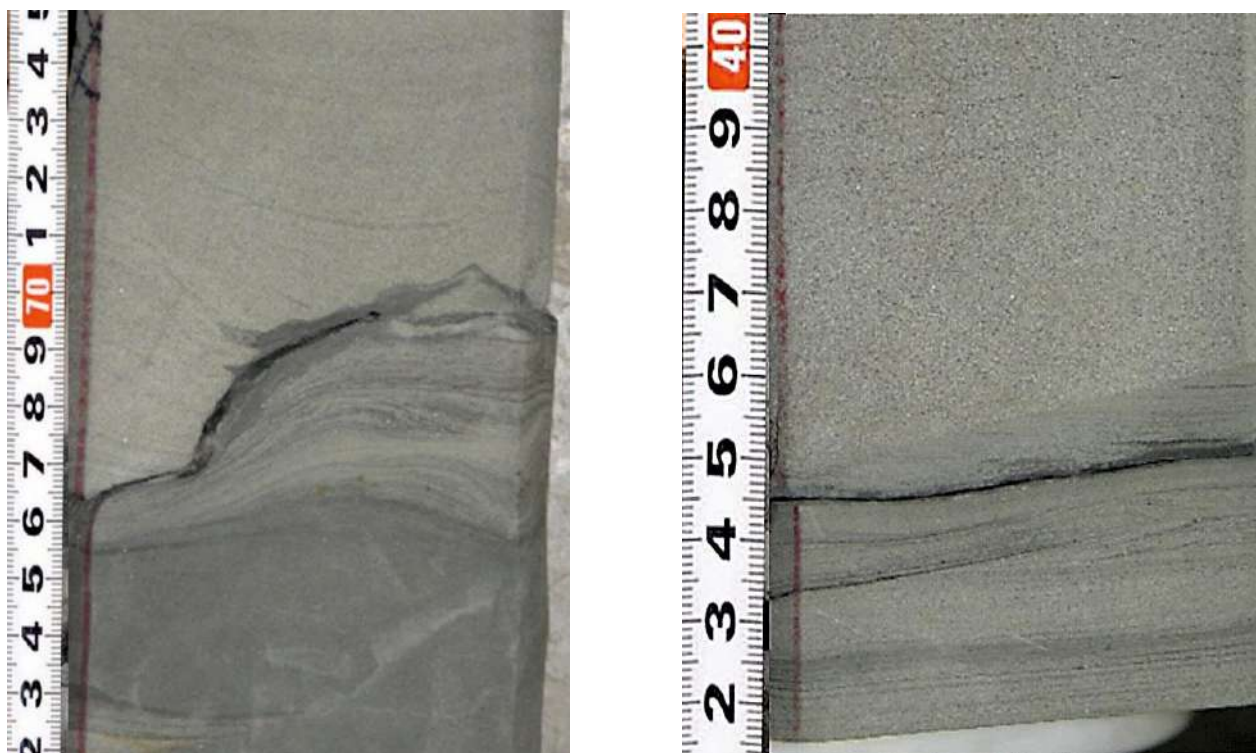


Figure 5.2.6 – Sharp surfaces (a, b) and cross-lamination (b)

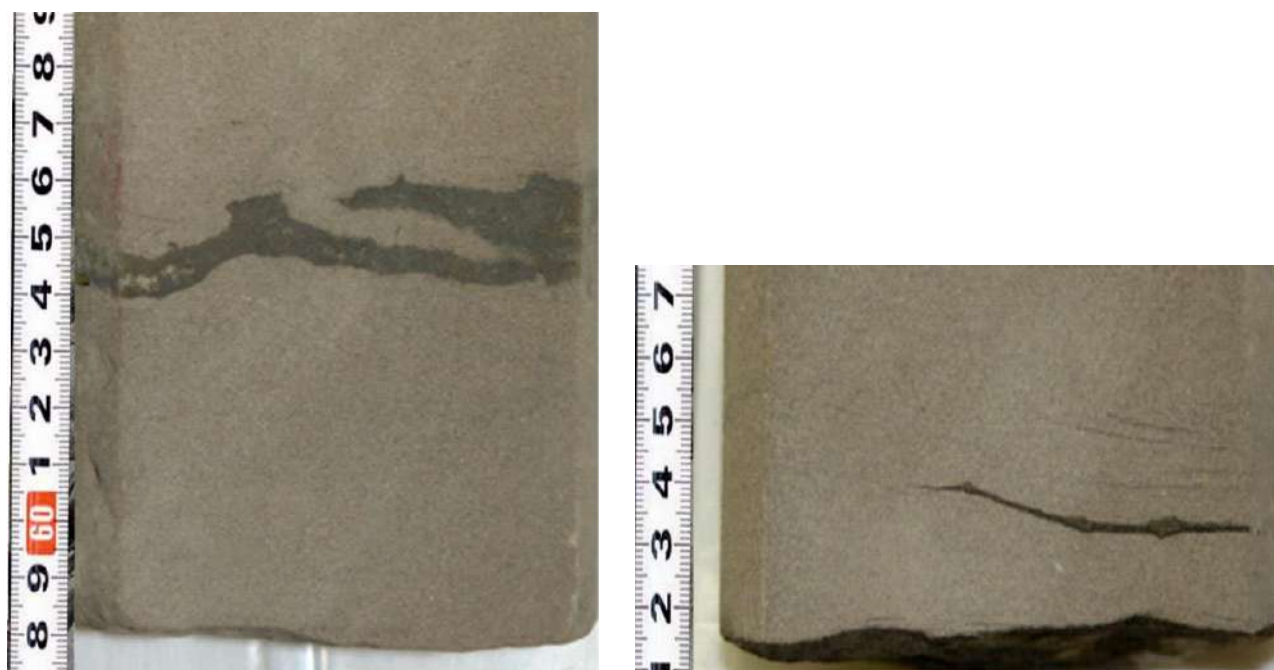


Figure 5.2.7 – Massive sandstone with shale wash-outs

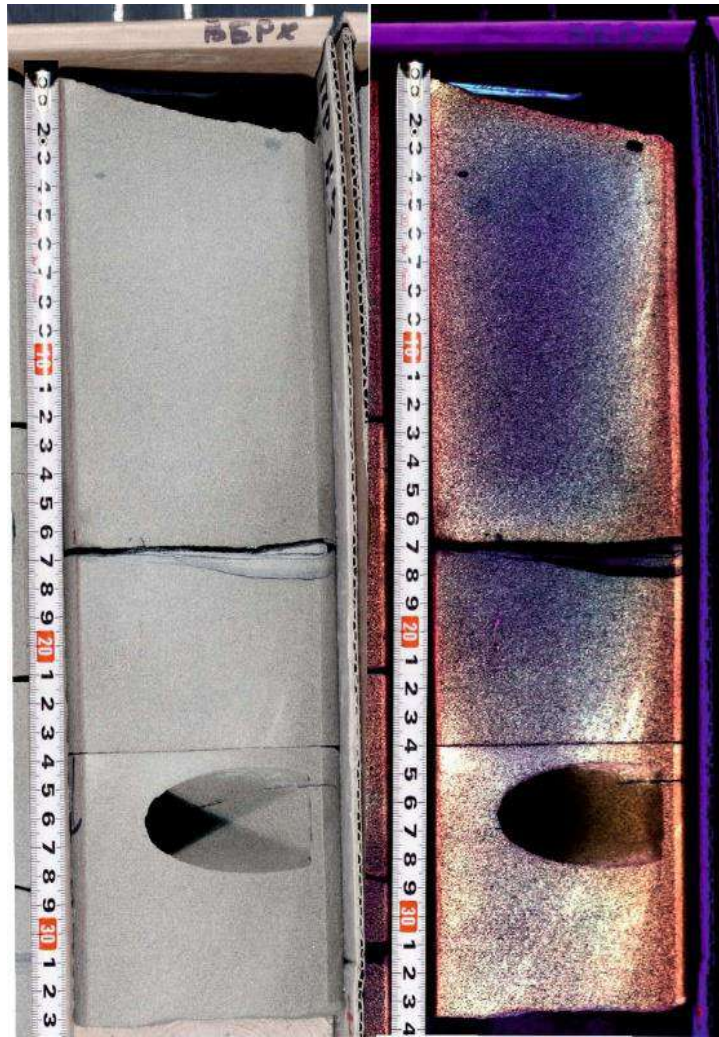


Figure 5.2.8 – Oil-saturated sandstone with massive structure

Based on core data sedimentary logs were done for M12 and M13 (Figure 5.2.9.; Figure 5.2.10.).

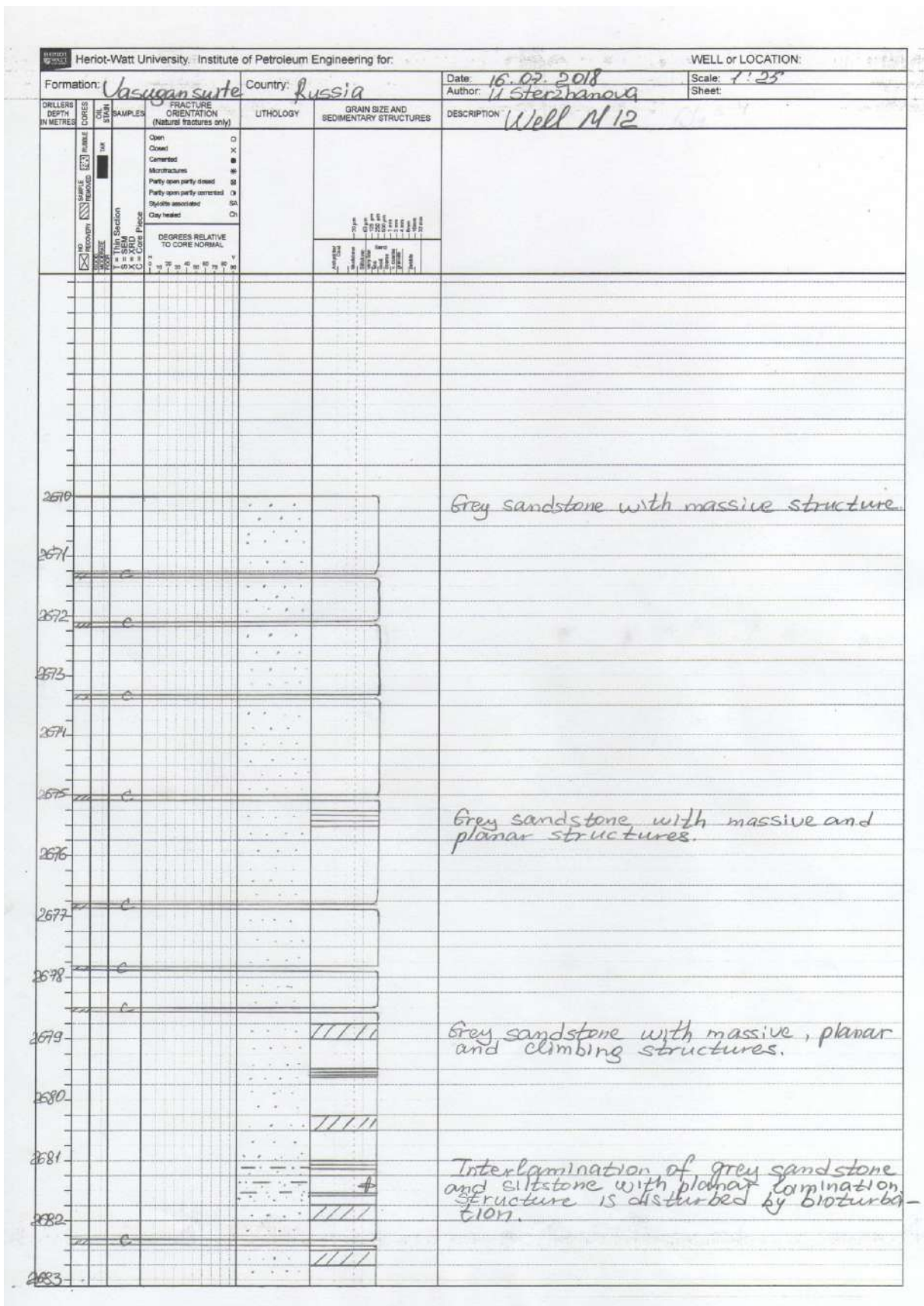


Figure 5.2.9 – Sedimentary log for M12

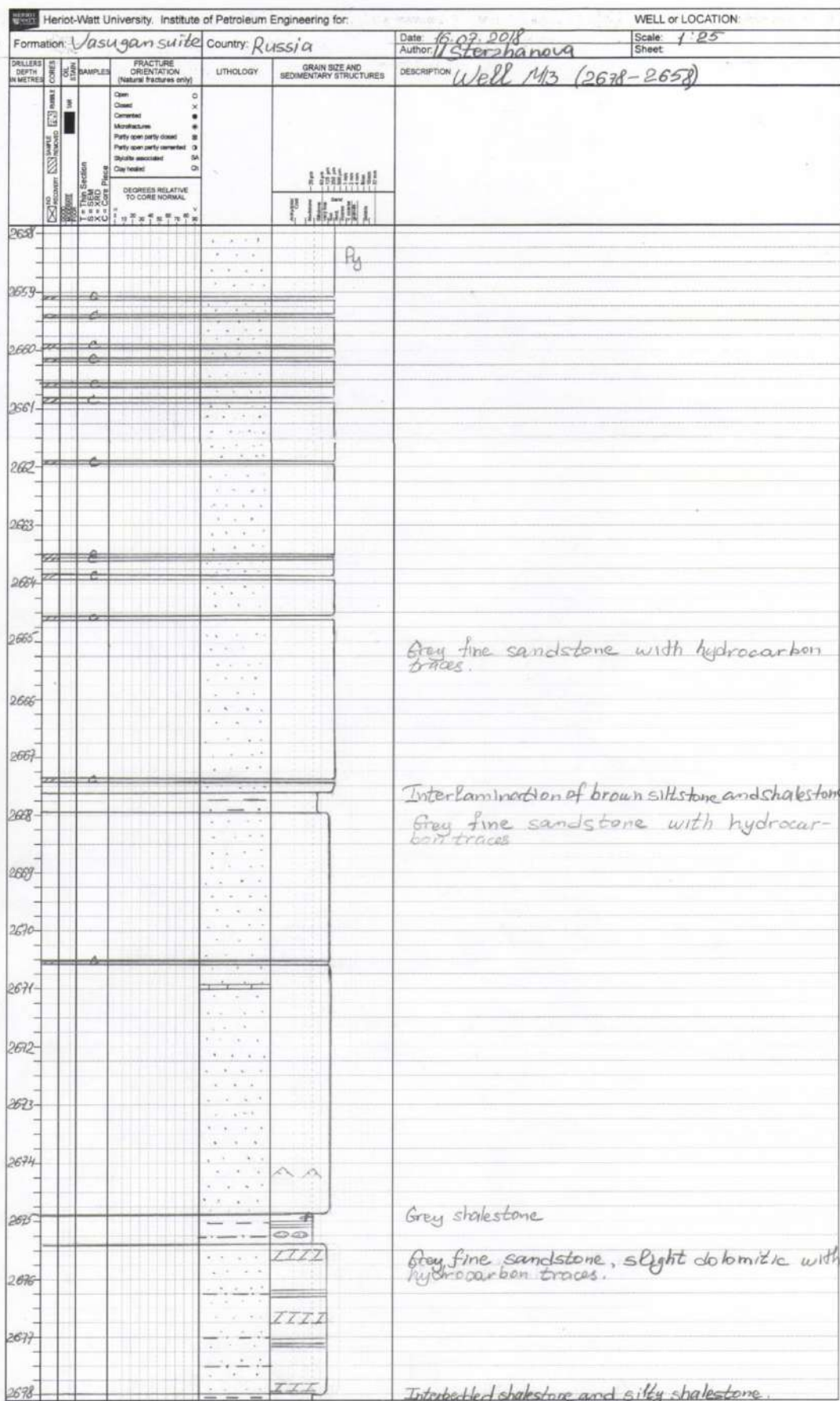


Figure 5.2.10 – Sedimentary log for M13

5.3 Biostartigraphic Approach

Biostartigraphic approach involves plant and animal remains identification in core in order to define age of the formation and depositional environment.

The plants of the genus *Phoenicopsis* and *Czekanowskia* belonging to the same order of *Czekanowskiales* are crucial for the compartmentalization of the Jurassic deposits, since most species of these genus lived no more than 1-2 geological centuries due to the relatively rapid evolutionary development. Core of 13 well was the material for studies (Figure 5.3.1.; Figure 5.3.2.; Figure 5.3.4.; Figure 5.3.5.).

However, the macroscopic identification and systematization of representatives of these genus is greatly complicated by the similarity of morphological features of their leaves. Therefore, in most cases, the most effective is the study of the epidermal structure of the leaves. This method involves the detailed study of previously treated phytolyma under the microscope that allows to consider the structure of the leaf at the cellular level and to systematize the sample accurately to species. According to the structure of the genus *Phoenicopsis* is very close to *Czekanowskia*, especially the nature of the attachment of leaves. All leaves of *Phoenicopsis* are collected in a bundle attached to a shortened branch, but its representatives are simple and quite wide leaves. Genus *Czekanowskia* has the dichotomous narrow segments of leaves.

At the cellular level, the main difference is the number of epidermis. Thus the genus *Phoenicopsis* has only two epidermises (the upper and lower), while the genus *Czekanowskia* has not only the same two epidermises, but also two lateral, that is why, in the cross section the leaves have a quadrangular shape.

Phoenicopsis and *Czekanowskia* described previously define age of the target interval as Bat-Callovian-Oxfordian.

As a result, plant remains allow to provide stratigraphic compartmentalization and correlation due to narrow stratigraphic range.

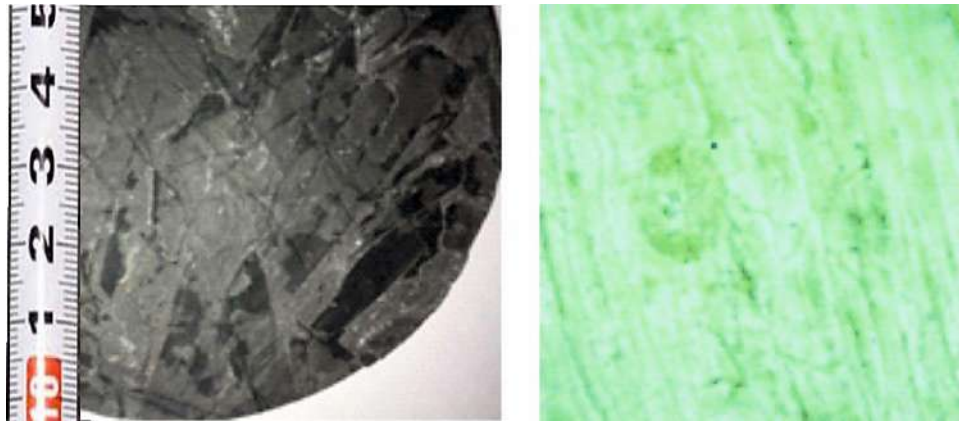


Figure 5.3.1 – *Phoenicopsis varia*. Zoom 300x under microscope

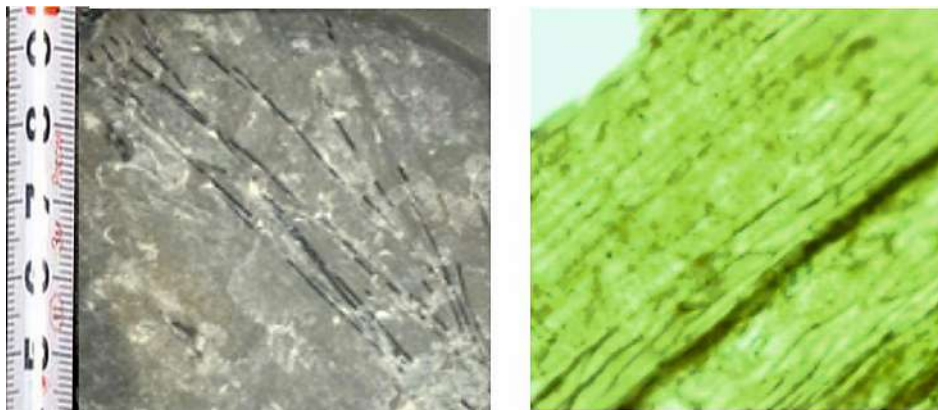


Figure 5.3.2 – *Czekanowskia obiensis*. Zoom 360x under microscope

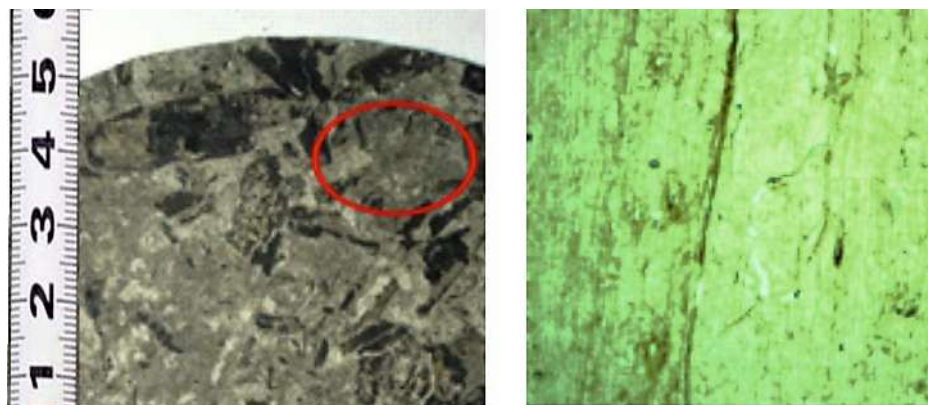


Figure 5.3.3 – *Phoenicopsis gurarii*. Zoom 160x under microscope

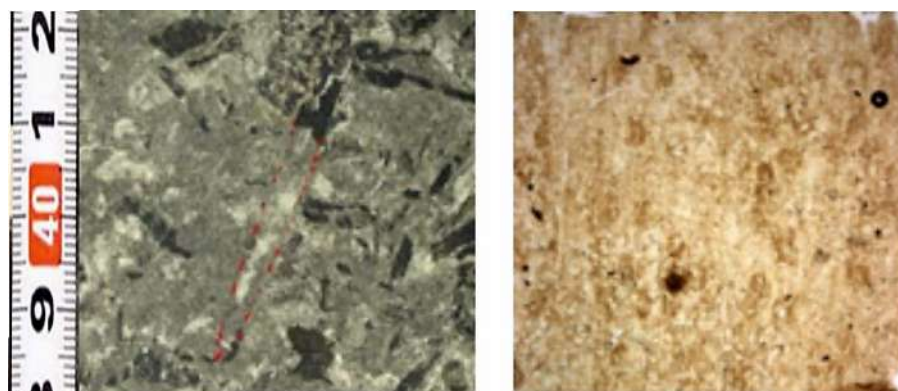


Figure 5.3.4 – *Phoenicopsis dentata*. Zoom 60x under microscope

In the siltstones and shales plant remains were found (Figure 5.3.5.). Fern prints such as *Nilssonina urmanica* and *Czekanowskia* sp., chvoynich prints such as *Podozamites eishwaldii*, *Coniopteris depensis*, *C. simplex*, *C. latilobus*, *C. vialovae*, *Raphaelia diamensis* were found in the silt-shales group. Large-sized carbonized equisetaceous plant remains can be observed in the sediments. The trunk width of some plant remains is more than the core diameter (95.0 mm).

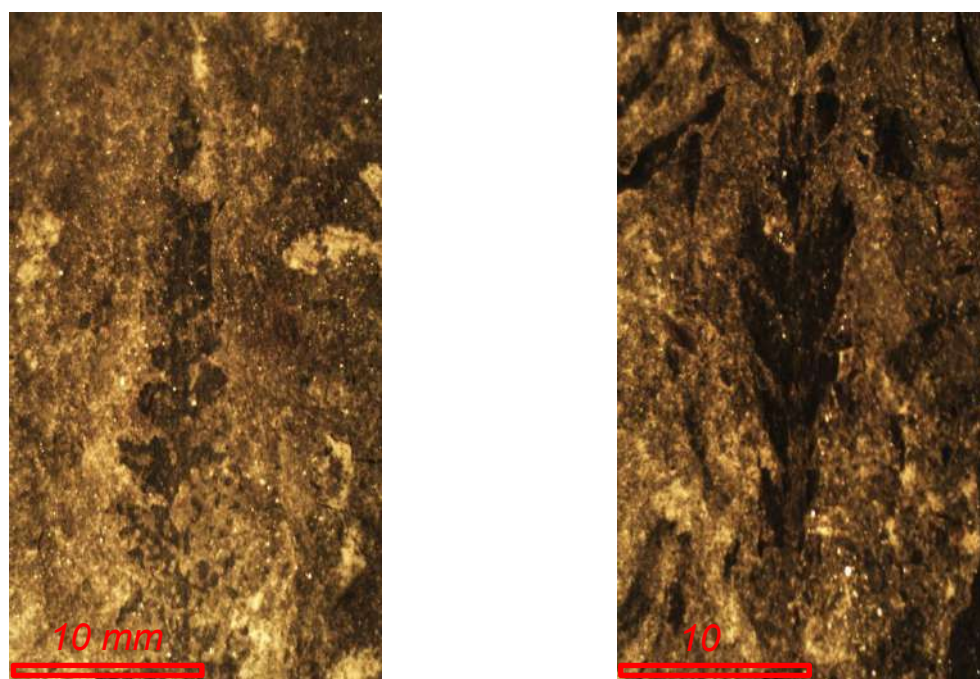


Figure 5.3.5 – *Coniopteris simplex* and *Coniopteris depensis*

In sandstones and siltstones lamination is often disturbed by vertical plant bioturbation, and lateral and vertical trace fossils of ichnofossils such as *Skolithos* (sk), *Palaeophycus*, *Chondrites*. These animals are sluggishly moving suspension eaters and indicate relatively high flow energy (shallow marine depositional environment) (Figure 5.3.6).

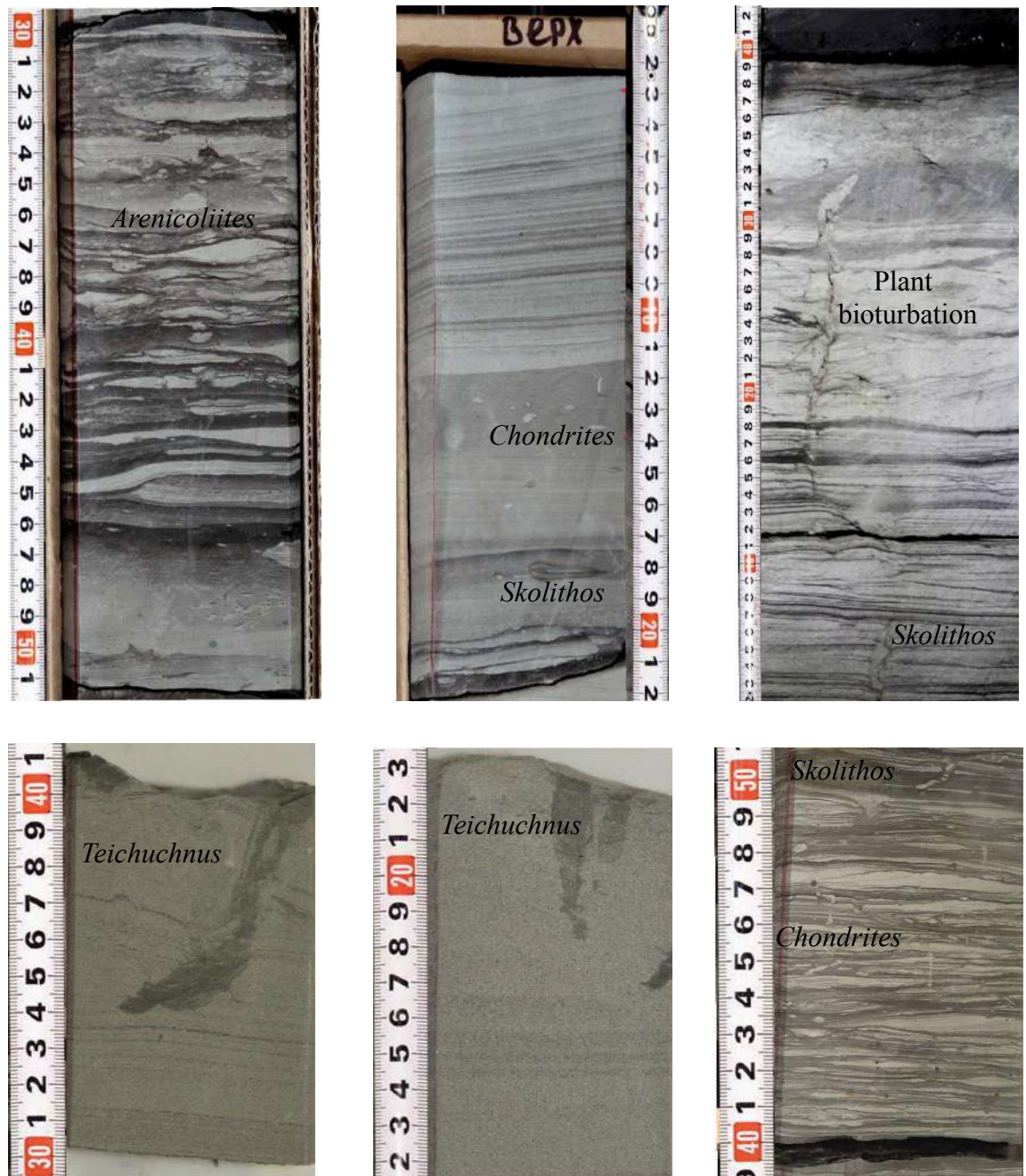


Figure 5.3.6 – Trace fossils in the core

Also plant root remains and pyritized branches orientated across lamination are defined in sandstones (Figure 5.3.7).



Figure 5.3.7 – Pyritized plant roots and branches

Leaves of gymnosperms such as Chekanowskii and conifers are oriented predominantly a long axis in parallel each other (Figure 5.3.8). All this indicates the position of the basin coastline with mangroves in shallow marine deposition.



Figure 5.3.8 – Chekanowskii and conifers remains

The analysis of plant and animal fossils define transitional depositional environment. Coal intervals in core, roots and branches, prints of ferns define continental depositional environment, while trace fossils (*Scolithes*) results about shallow marine depositional environment.

5.4 Granulometric Approach

Silt-shalestones group is grey-black with thin interlamination of siltstones and shalestones. The rocks are enriched by carbonaceous wash-outs. Rocks are composed by hydromica with impurities of fine-grained silt fragments in thin sections under microscope. Clastic part includes poorly-rounded quartz and feldspar grains. X-ray analysis results corroded quartz grains and feldspar partially substituted by quartz and kaolinite.

This litofacial group includes insignificant amount of bituminous matter predominately resinous epibitumen with brown luminescence, irregularly distributed throughout the rock. Resinasphaltine bitumen with dark-brownish luminescence is in micro-fractures that are oriented by sublateral lamination (Figure 5.4.1).

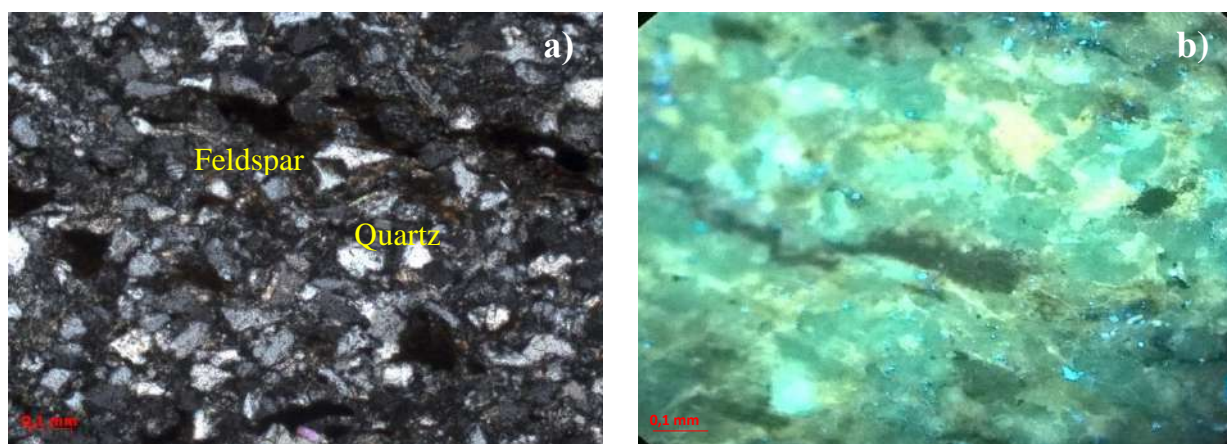


Figure 5.4.1 – Thin slice of silt-shalestone group. a-crossed nicols, b-luminescence microscope, 80x

Siltstones is grey with rare carbonaceous debris. There are pyrite concretions with size up to 1 cm. Siltstones are coarse-grained. Clastic part makes up 90% of the thin section and is comprised by quartz and feldspar. There are single grains of zircon. Quartz grains are corroded and restored while feldspar grains substituted by clay and siliceous matter. Cement is contact-film and represented by siliceous-hydromica.

Bitumen has mixed genesis under ultraviolet fluorescent microscope. The bulk mass is resinous bitumen with brownish luminescence, greasy resinous bitumen with yellowish luminescence while resin-asphaltine with darkbrownish luminescence fill micro-fractures (Figure 5.4.2.).

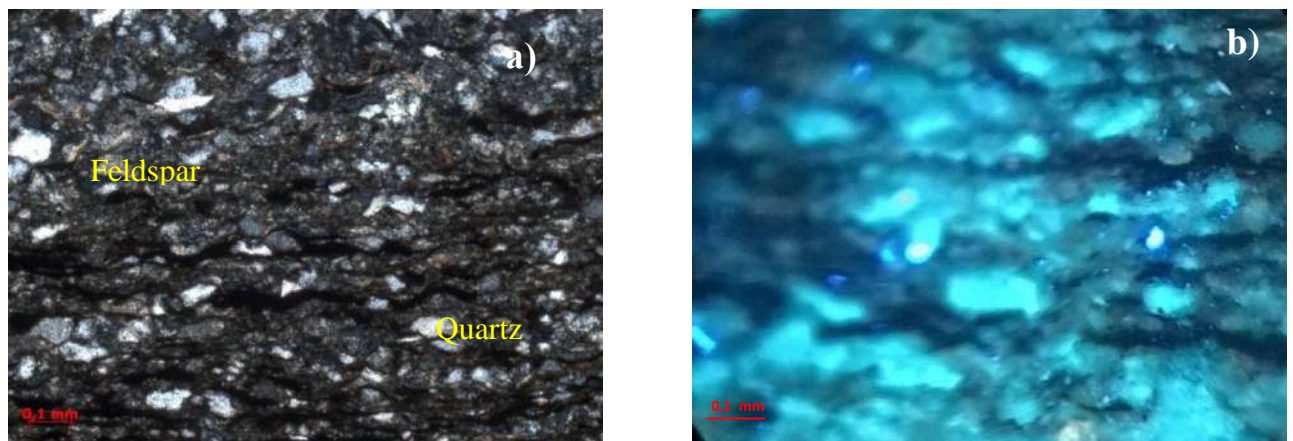


Figure 5.4.2 – Thin slice of siltstone group. a-crossed nicols, b- luminescence microscope, 80x

Sandstones are light-grey with planar, wave-ripple structures. Structures are revealed by sydirite, carbonaceous detritus wash-outs, and coal laminas with thickness up to 10 cm. There are also pyrite concretions.

Sandstones are fine to medium grained, clastic part makes up from 75 to 90% of the thin sections. Clastic part is represented by feldspar (47%), quartz (33%), rock

fragments (20%) that agree with Shvanov classification are feldspar grauwacke (Figure 5.4.3.).

Diagenetic alterations represented by corroded and restored quartz grains while feldspar grains are substituted by quartz and kaolinite. Plagioclase is partly substituted by albite that was defined during X-ray analysis.

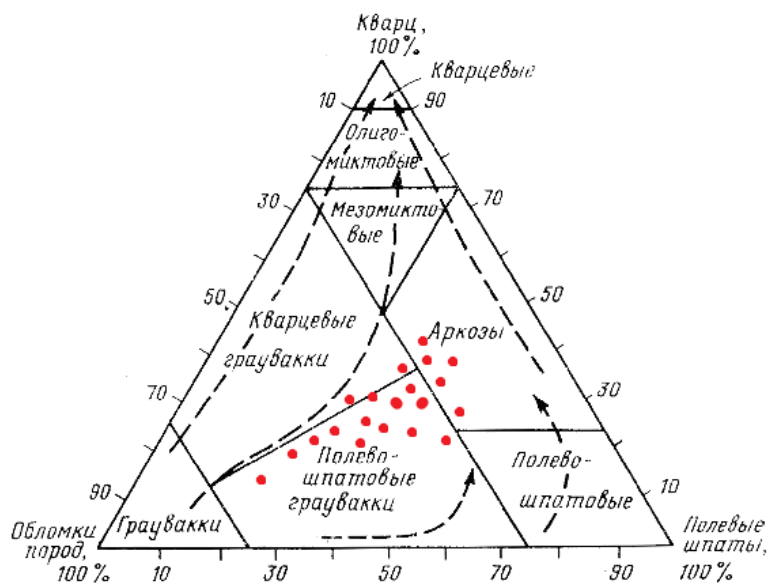


Figure 5.4.3 – Shvanov diagram

Cement is contact-film, rare porous and represented by siliceous and clay. Clay associations are composed dominantly by hydromica and kaolinite. There are plastically deformed muscovite. Under ultraviolet fluorescent microscope there are intervals in sandstones enriched by migrated greasy resinous bitumen with light yellow brownish luminescence and greasy bitumen with light yellowish luminescence that forming cement bitumen texture (Figure 5.4.5.).

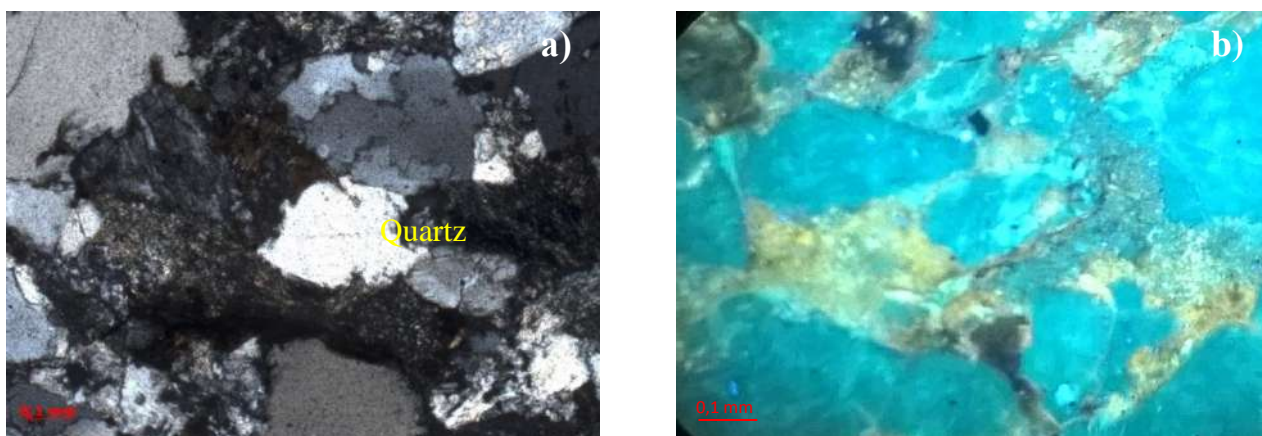


Figure 5.4.5 – Thin slice of sandstone group. a-crossed nicols, b- luminescence microscope, 80x

Rocks of Vasugan (Naunak) suite are characterized by complexity due to frequently changing facies conditions of sedimentation in transitional depositional environment.

During granulometric analysis diagrams were built. Rozhkov genetic diagram “Assymetry-Excess” results about the sedimentation of sandstones occurring in shallow marine conditions, strong coastal currents, waves (littoral-marine facies), continental microfacies beaches of large lowland rivers (Figure 5.4.6.).

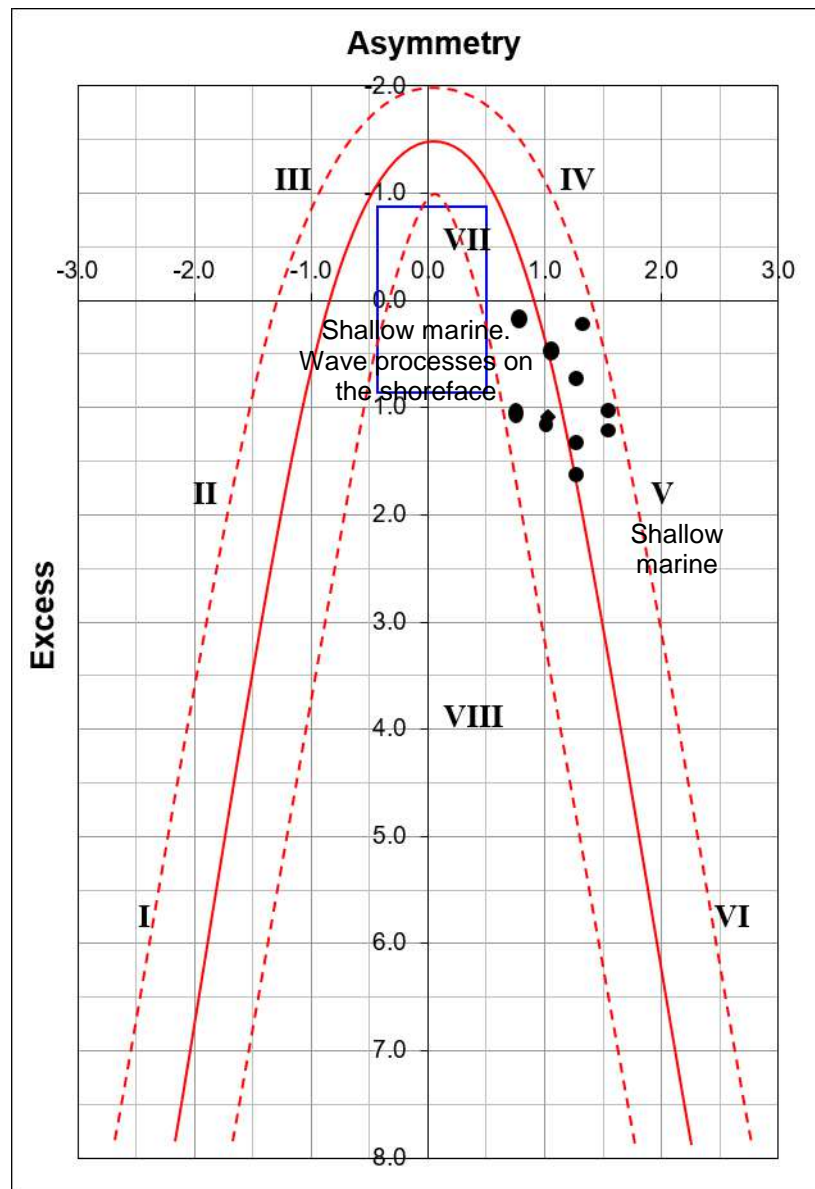


Figure 5.4.6 – Rozhkov diagram

Litho-petrographic and paleontological analysis result that M oil field was formed in transitional depositional environment with active ingress in Bathonian-Callovian-Oxfordian ages. The marine boundary on the structural-facial map should be moved on the North-West. Also lithological and facial sediment alterations in the cross-section can be explained by frequently changing facies conditions of sedimentation in transitional depositional environment.

Lithofacial sandstone group enriched by greasy epibitumen could be potential reservoir.

5.5 Electrofacial Approach

Electrofacial approach also allow to define depositional environment. The SP curve of M oil field correspond to the typical SP curve for barrier island agree with Muromtsev (Figure 5.5.1.).

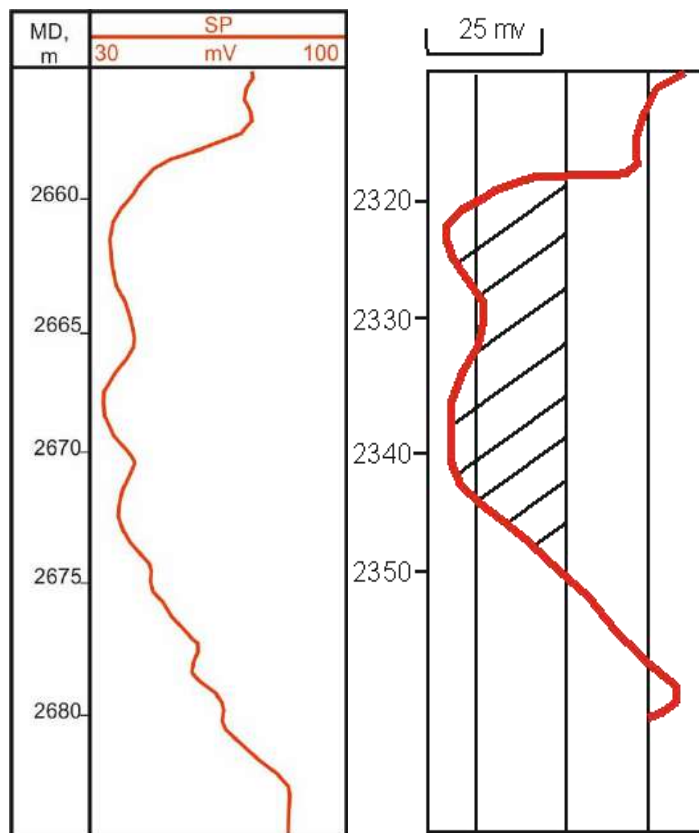


Figure 5.5.1 – SP curve of M oil field and typical SP curve for barrier island
[Muromtsev, 1984]

5.6 Sequence-stratigraphic approach

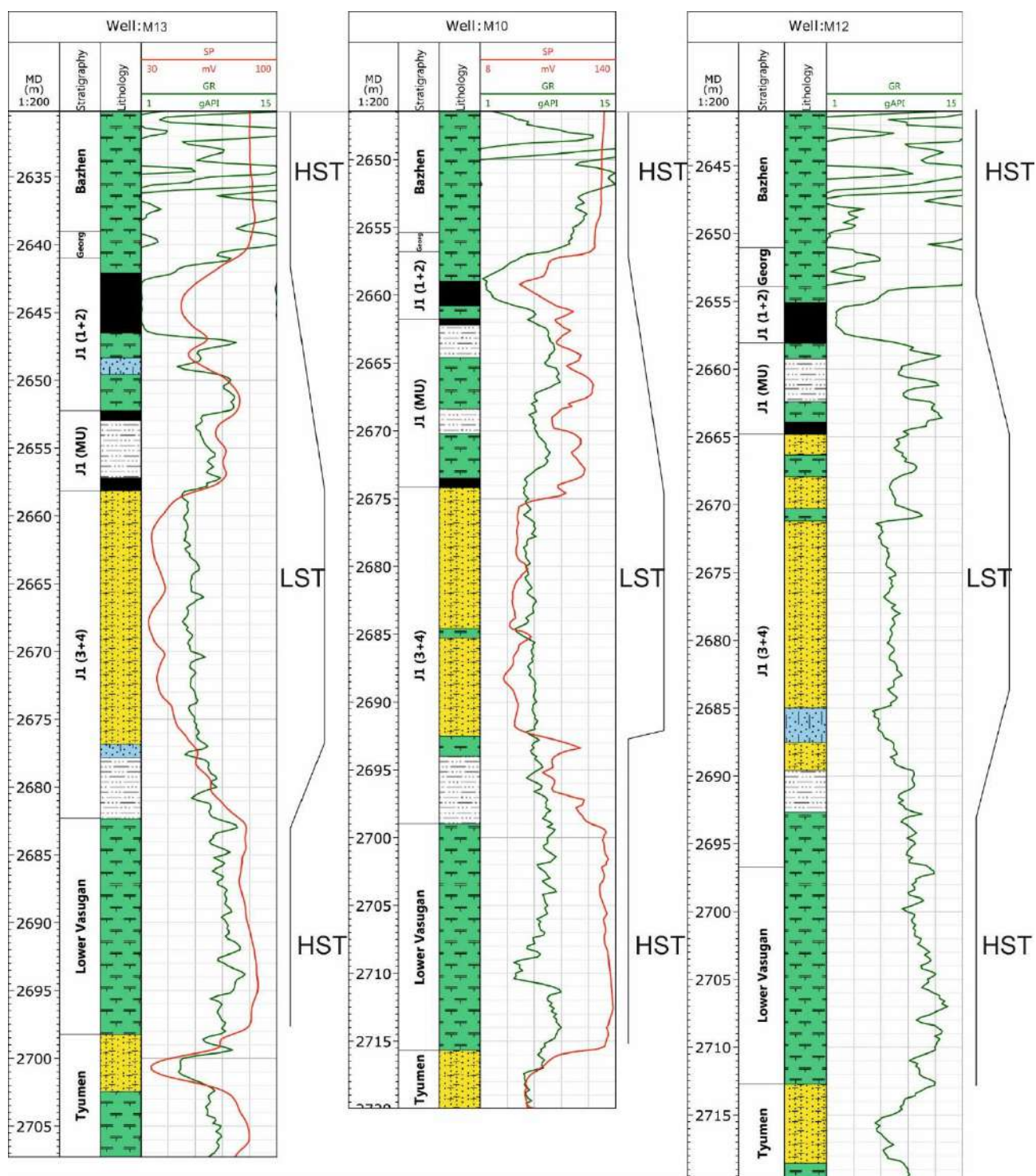


Figure 5.6.1 – Sequences

During sequence-stratigraphic approach the main sequences are defined in order to understand the sea level alterations and sediments deposition (Figure 5.6.1.).

Correlation panel shows the main layers and probable size, connectivity, and heterogeneity.

5.7 Conceptual model

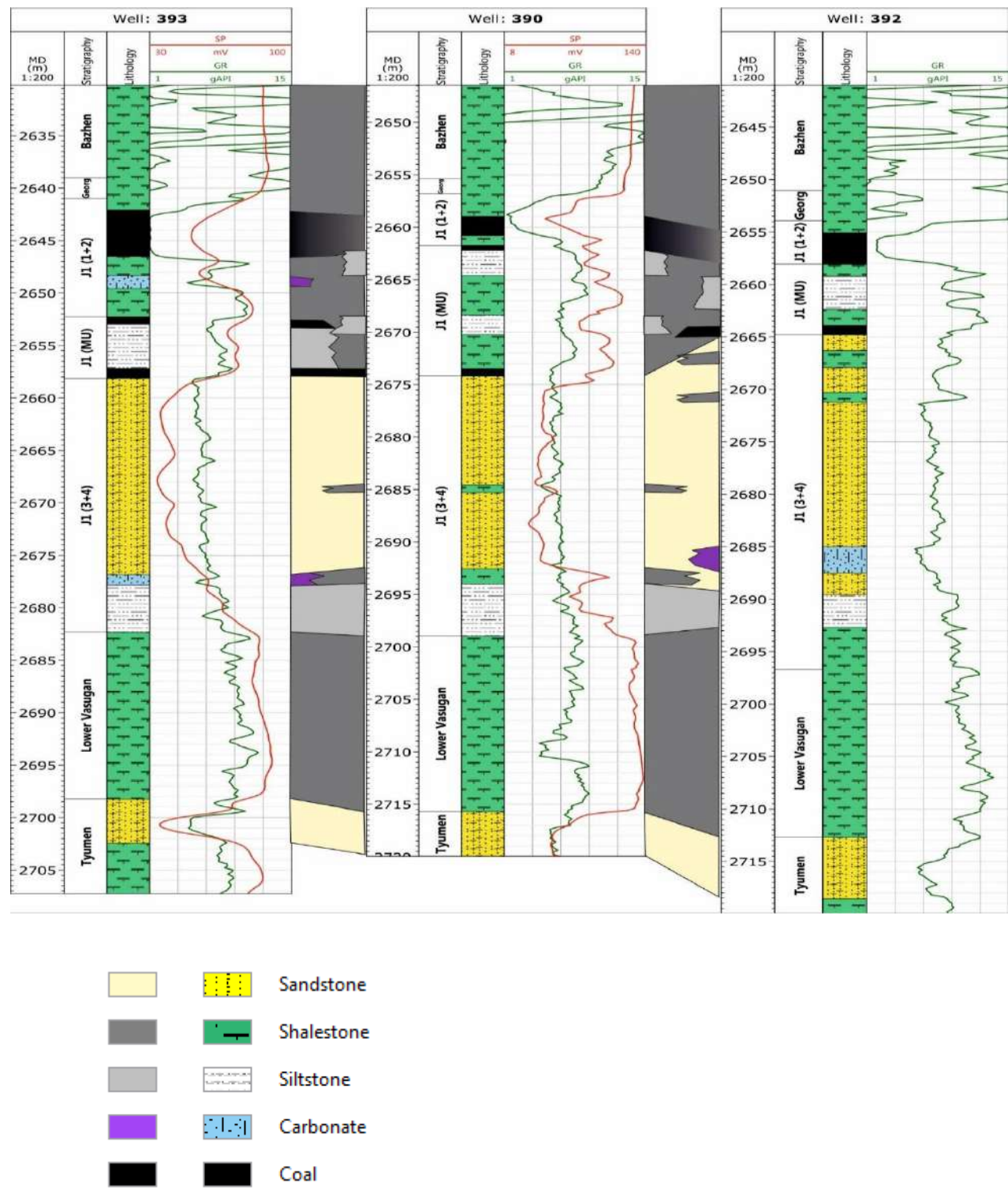


Figure 5.7.1 – Correlation panel

Based on log description the correlation panel was made. What is more, complex analysis allows to identify depositional environment with high degree of confidence. Presence of shells, trace fossils on the one hand, and branches and fern prints on the other hand results about transitional depositional environment. Trace fossils identify shallow marine depositional environment as structural and granulometric analysis. During electrofacies analysis of typical SP curve barrier island was define. The barrier island depositional environment is established (Figure 5.7.1.; Figure 5.7.2.; Figure 5.7.3.).

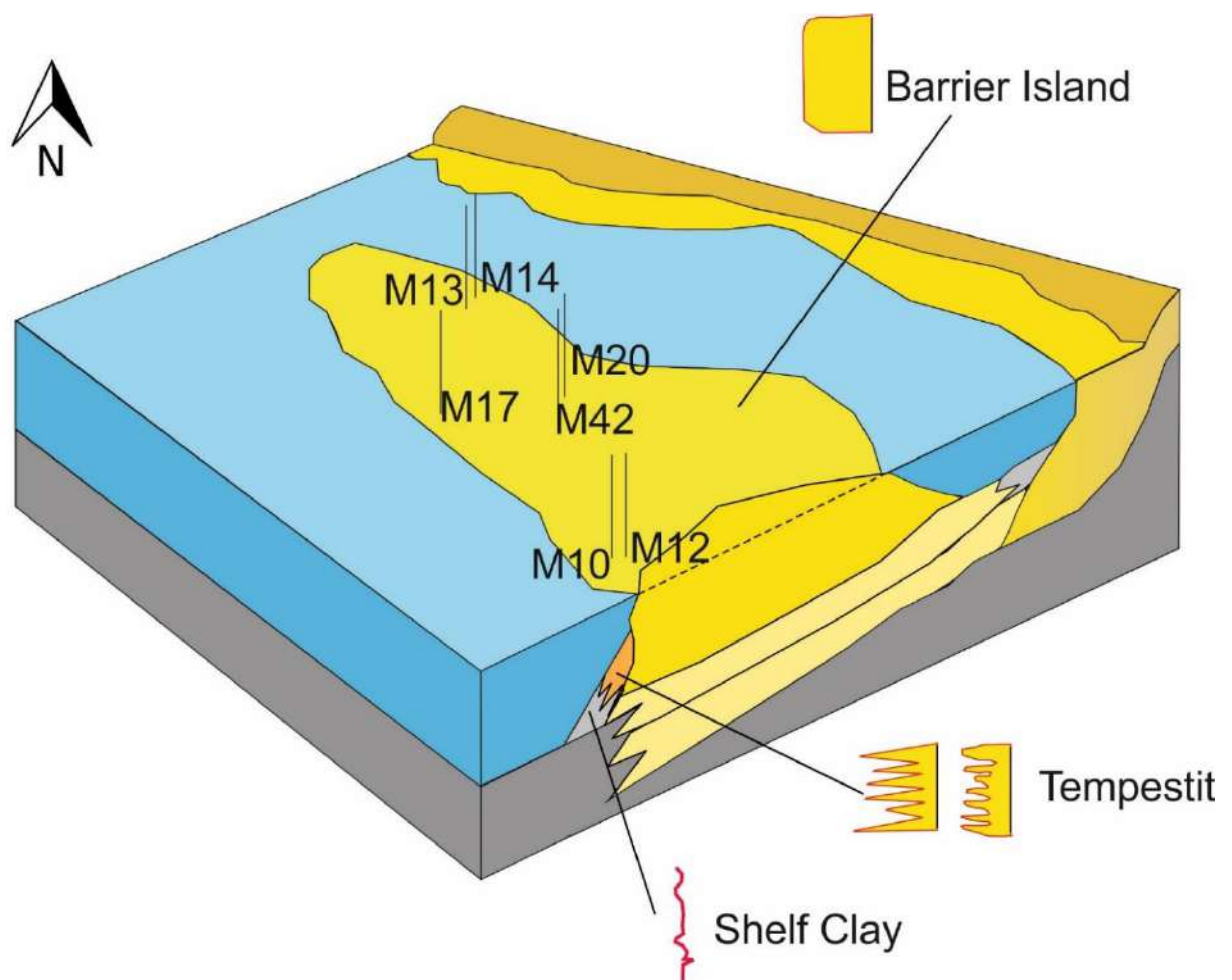


Figure 5.7.2 – Conceptual model

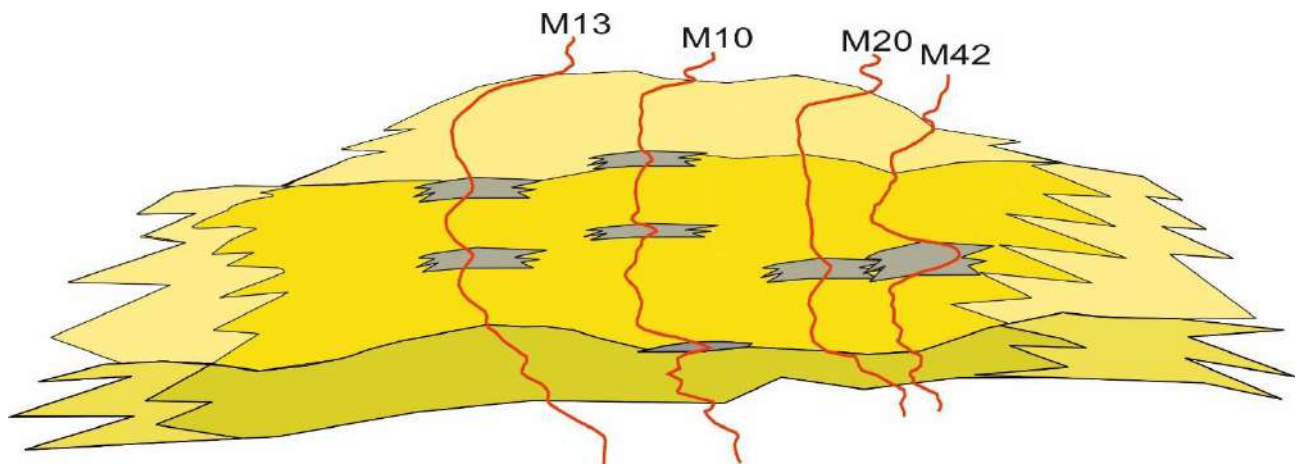


Figure 5.7.3 – Cross-section of the barrier island